



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 15 de noviembre de 2023

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Robinson Muñoz Ordoñez, con C.C. No. 1084227702,  
\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,  
\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,  
\_\_\_\_\_, con C.C. No. \_\_\_\_\_,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o \_\_\_\_\_

titulado EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS EN POZOS DE GAS CON ALTA  
PRODUCCIÓN DE AGUA

presentado y aprobado en el año 2023 como requisito para optar al título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales "open access" y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

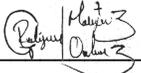
2014

PÁGINA

2 de 2

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma:  \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:**

EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS EN POZOS DE GAS CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
MUÑOZ ORDOÑEZ	ROBINSON

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
VALDERRAMA VILLADA	GABRIEL JAIME
GALINDO SÁNCHEZ	JOSÉ MIGUEL

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**FACULTAD:** INGENIERÍA

**PROGRAMA O POSGRADO:** INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

**CIUDAD:** Neiva

**AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2023

**NÚMERO DE PÁGINAS:** 123

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):



Diagramas\_\_ Fotografías\_\_ Grabaciones en discos\_\_ Ilustraciones en general **X**\_\_ Grabados\_\_  
Láminas\_\_ Litografías\_\_ Mapas\_\_ Música impresa\_\_ Planos\_\_ Retratos\_\_ Sin ilustraciones\_\_ Tablas  
o Cuadros **X**

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

**MATERIAL ANEXO:**

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Acumulación de líquidos</u>	<u>Fluid accumulation</u>	6. _____	_____
2. <u>Elevación artificial por gas</u>	<u>Artificial Gas lift</u>	7. _____	_____
3. <u>Tubería flexible</u>	<u>Coiled Tubing</u>	8. _____	_____
4. _____	_____	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

La transición energética es un proceso que se viene implementando en Colombia durante los últimos años y para ello los yacimientos de gas juegan un papel fundamental, pues cada vez más hogares tienen acceso a este recurso energético, así como también son cada vez más el número de vehículos que funcionan con este hidrocarburo, demandando un crecimiento en la producción del gas.

En el norte de Colombia se encuentran cuencas como la de Sinú-San Jacinto que almacenan hidrocarburos gaseosos, esta cuenca en particular contiene gas seco que se encuentra produciendo ya hace varios años, por lo que este estudio pretende optimizar la recuperación de gas en pozos con problemas de acumulación de líquido en fondo, buscando resolver este problema con la instalación de un sistema de levantamiento artificial económico y versátil como lo es el sistema de elevación por gas con tubería flexible, el cual mejora la velocidad del líquido en fondo permitiendo una mayor recuperación de gas .

Para el estudio se emplearon tres pozos, en los cuales se evaluó el diseño del sistema de elevación por gas y mediante el simulador PIPESIM se determinó la producción que generarían los pozos con el sistema de



elevación instalado, además de simular varios escenarios posibles en el tiempo, para evaluar si el sistema cumplía con los requerimientos técnicos y económicos.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

The energy transition is a process that has been implemented in Colombia in recent years and for this the reservoirs of gas play a key role, because more and more households have access to this energy resource, as well as the number of vehicles that work with this hydrocarbon, demanding a growth in the gas production.

In northern Colombia there are basins such as the Sinu-San Jacinto that store gaseous hydrocarbons, this particular basin contains dry gas that has been producing for several years, so this study aims to optimize recovery in gas in wells with bottom gas accumulation, seeking to solve this problem with the installation of an economical and versatile artificial lift system with such as the lifting system with flexible pipe, which improves the velocity of the liquid allowing a greater recovery of gas.

For the study, three wells were used, in which the design of the gas lift system was evaluated and through the PIPESIM software, the production that the wells would generate with the installed lift system was determined, in addition to simulating several possible scenarios over time, to evaluate if the system met the technical and economic requirements.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Jurado: **Luis Fernando Bonilla Camacho**

Firma:

Nombre Jurado: **Ervin Aranda Aranda**

Firma:

EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS EN POZOS DE GAS CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA

PRESENTADO POR:

ROBINSON MUÑOZ ORDOÑEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2023

EVALUACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS EN POZOS DE GAS CON ALTA PRODUCCIÓN DE AGUA

ROBINSON MUÑOZ ORDOÑEZ

Trabajo de grado para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos

Director:

**ING. GABRIEL JAIME VALDERRAMA VILLADA**

Codirector:

**ING. JOSÉ MIGUEL GALINDO**

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA-HUILA  
2023

**Nota de Aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

---

**Director del proyecto**

---

**Firma del Jurado**

---

**Firma del jurado**

## ***Agradecimientos***

Agradecimientos infinitos a mis padres y a mi hermano por ser un apoyo incondicional y constante en el desarrollo de mi carrera universitaria.

Manifiesto mi aprecio y respeto a la Universidad Surcolombiana y a todos los profesores que hicieron parte de mi desarrollo académico.

Expresar mi agradecimiento al Ingeniero Gabriel por su tiempo, paciencia y conocimiento compartido para poder desarrollar con éxito este trabajo de grado.

Agradezco a la empresa involucrada en el proyecto por brindarme el acceso al software necesario para llevar a cabo las simulaciones pertinentes.

Finalmente agradezco a familiares y amigos más cercanos que estuvieron presentes en mi proceso universitario, gracias a sus palabras de aliento cada vez que las necesitaba.

### *Dedicatoria*

A mis padres Nelly y Jaime porque su esfuerzo, amor, dedicación y paciencia forjaron en mí grandes valores como la disciplina, responsabilidad, amabilidad y comunicación, entre otros valores esenciales que me permiten hoy lograr una de tantas metas en el camino de la vida.

Robinson Muñoz Ordoñez

## RESUMEN

La transición energética es un proceso que se viene implementando en Colombia durante los últimos años y para ello los yacimientos de gas juegan un papel fundamental, pues cada vez más hogares tienen acceso a este recurso energético, así como también son cada vez más el número de vehículos que funcionan con este hidrocarburo, demandando un crecimiento en la producción del gas.

En el norte de Colombia se encuentran cuencas como la de Sinú-San Jacinto que almacenan hidrocarburos gaseosos, esta cuenca en particular contiene gas seco que se encuentra produciendo ya hace varios años, por lo que este estudio pretende optimizar la recuperación de gas en pozos con problemas de acumulación de líquido en fondo, buscando resolver este problema con la instalación de un sistema de levantamiento artificial económico y versátil como lo es el sistema de elevación por gas con tubería flexible, el cual mejora la velocidad del líquido en fondo permitiendo una mayor recuperación de gas .

Para el estudio se emplearon tres pozos, en los cuales se evaluó el diseño del sistema de elevación por gas y mediante el simulador PIPESIM se determinó la producción que generarían los pozos con el sistema de elevación instalado, además de simular varios escenarios posibles en el tiempo, para evaluar si el sistema cumplía con los requerimientos técnicos y económicos.

**Palabras clave:** Acumulación de líquidos, Elevación artificial por gas, Tubería flexible

## ABSTRAC

The energy transition is a process that has been implemented in Colombia in recent years and for this the reservoirs of gas play a key role, because more and more households have access to this energy resource, as well as the number of vehicles that work with this hydrocarbon, demanding a growth in the gas production.

In northern Colombia there are basins such as the Sinu-San Jacinto that store gaseous hydrocarbons, this particular basin contains dry gas that has been producing for several years, so this study aims to optimize recovery in gas in wells with bottom gas accumulation, seeking to solve this problem with the installation of an economical and versatile artificial lift system with such as the lifting system with flexible pipe, which improves the velocity of the liquid allowing a greater recovery of gas.

For the study, three wells were used, in which the design of the gas lift system was evaluated and through the PIPESIM software, the production that the wells would generate with the installed lift system was determined, in addition to simulating several possible scenarios over time, to evaluate if the system met the technical and economic requirements.

**Keywords:** Fluid accumulation, Artificial Gas Lift, Coiled Tubing

## TABLA DE CONTENIDO

1.	1. INTRODUCCIÓN.....	19
2.	2. GENERALIDADES DEL PROCESO DE ACUMULACIÓN DE LÍQUIDO EN FONDO PARA POZOS DE GAS .....	21
2.1.	¿Qué es la acumulación de líquido en fondo para pozos de gas? .....	21
2.2.	Flujos encontrados en un pozo de gas.....	21
2.2.1.	Flujo de Burbujas .....	22
2.2.2.	Flujo Bache o Tapón.....	22
2.2.3.	Flujo Turbulento (Transición Bache-Anular).....	23
2.2.4.	Flujo Anular o Niebla Anular .....	23
2.3.	Fuentes de líquidos en pozos productores de gas.....	24
2.3.1.	Condensados.....	24
2.3.2.	Agua .....	24
2.4.	Señales que indican una posible carga de líquidos en fondo de pozo.....	25
2.4.1.	Cambios repentinos de la presión en la placa de orificio .....	26
2.4.2.	Análisis de la curva de declinación .....	27
2.4.3.	Caída de presión en la tubería de producción con incremento de presión en la tubería de revestimiento .....	28
2.4.4.	Registros de presión que muestran el nivel de fluido en el pozo.....	29
2.4.5.	Interrupción en la producción de líquidos.....	30
2.4.6.	Mediciones acústicas de nivel de fluido .....	32

3.	3. ANÁLISIS NODAL.....	33
3.1.	¿Qué es el análisis nodal? .....	33
3.2.	IRP (Relación de rendimiento de flujo de entrada) .....	34
3.2.1.	Ecuación de contrapresión .....	35
3.3.	Curva de rendimiento de tubería de producción (TPC) .....	38
3.4.	IPR Y TPC (Relación entre la curva de rendimiento de entrada y tubería de producción)	
	40	
3.5.	Diámetro de tubería de producción en el Análisis Nodal .....	43
4.	4. LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN POZOS DE GAS .....	45
4.1.	Levantamiento artificial por gas .....	45
4.1.1.	Ventajas del levantamiento artificial por gas sobre los métodos de levantamiento artificial por bombeo. ....	45
4.1.2.	Terminaciones del sistema de elevación por gas .....	46
4.1.3.	Tipos de levantamiento artificial por gas.....	50
4.1.4.	Diferentes configuraciones empleadas en el levantamiento artificial por gas .....	51
4.1.5.	Tubería Flexible.....	58
4.1.6.	Sistema de levantamiento artificial digital inteligente (DIAL) .....	60
4.2.	Tabla comparativa de ventajas y desventajas para las diferentes tecnologías de elevación por gas	62
5.	5. SELECCIÓN DE PUNTOS DE ANÁLISIS A PARTIR DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN Y CALIBRACIÓN DE SIMULADOR .....	64

5.1.	Elección de pozos para estudio.....	64
5.2.	Selección de los puntos de análisis en cada pozo.....	64
5.3.	Filtrado de datos para calibración en software .....	65
5.4.	Pozos estudiados.....	65
5.4.1.	Pozo X1.....	65
5.4.2.	Pozo X2.....	73
5.4.3.	Pozo X3.....	82
6.	6. SELECCIÓN DEL MÉTODO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	91
6.1.	Selección del método de elevación por gas.....	91
6.2.	Diseño del método en el software de simulación.....	92
6.3.	Análisis de resultados.....	92
6.3.1.	Pozo X1.....	92
6.3.2.	Pozo X2.....	98
6.3.3.	Pozo X3.....	104
7.	7. ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA DE ELEVACIÓN POR GAS EVALUADO EN LA SIMULACIÓN	109
7.1.	Costos de instalación del sistema de elevación por gas con tubería flexible. ....	109
7.1.1.	Pozo X1.....	110
7.1.2.	Pozo X2.....	112
7.1.3.	Pozo X3.....	114
7.2.	Análisis comparativo para los 3 pozos .....	116

8.	8. CONCLUSIONES .....	118
9.	9. RECOMENDACIONES .....	121
10.	Bibliografía .....	122

## Lista de Figuras

<b>Figura 1.</b> Regímenes de flujo multifásico vertical.....	22
<b>Figura 2.</b> Evolución del flujo en un pozo de gas con producción de líquido.....	23
<b>Figura 3.</b> Representación gráfica de registros de presión en un equipo análogo. ....	26
<b>Figura 4.</b> Curva de declinación en pozo de gas con cambio en la tendencia. ....	27
<b>Figura 5.</b> Comportamiento de las presiones en la tubería de producción y revestimiento ante una posible carga de líquido.....	28
<b>Figura 6.</b> Estudio de presión para determinar la carga de líquido, muestra el cambio de pendiente al cambiar a una fase líquida. ....	29
<b>Figura 7.</b> Ilustración de conceptos para determinar la velocidad crítica.....	31
<b>Figura 8.</b> Sistema de producción. ....	34
<b>Figura 9.</b> Curva IPR.....	35
<b>Figura 10.</b> Grafico logaritmico de flujo que permite determinar el valor de $n$ a partir de la pendiente generada. ....	37
<b>Figura 11.</b> Curva TPC.....	39
<b>Figura 12.</b> Regímenes de flujo en la curva TPC.....	40
<b>Figura 13.</b> Curva IPR y TPC. ....	41
<b>Figura 14.</b> Cruce de curva IPR y TPC en la zona estable. ....	42
<b>Figura 15.</b> Cruce de curva IPR y TPC en la zona inestable. ....	43
<b>Figura 16.</b> Curvas de rendimiento de tuberías superpuestas a dos curvas IPR.....	44
<b>Figura 17.</b> Diseños de levantamiento artificial por gas .....	48
<b>Figura 18.</b> Mandril de bolsillo lateral (SPM) .....	49
<b>Figura 19.</b> Circulación continua de gas. ....	53
<b>Figura 20.</b> Circulación de gas continua usando 2 compresores.....	53

<b>Figura 21 .</b> Conjunto de derivación anular (ABA) .....	54
<b>Figura 22.</b> Tubo de inmersión .....	55
<b>Figura 23.</b> Velocidad anular mejorada (EAV) .....	56
<b>Figura 24.</b> Maratón AVE.....	57
<b>Figura 25.</b> Sarta Muerta .....	57
<b>Figura 26.</b> Sistema de elevación por gas con tubería flexible.....	58
<b>Figura 27.</b> Arquitectura del sistema DIAL .....	61
<b>Figura 28.</b> Historial de producción empleado para el análisis del pozo X1. ....	67
<b>Figura 29.</b> Evolución de cada IPR en los casos planteados .....	69
<b>Figura 30.</b> Flujo de gas necesario para eliminar el liquido en el trayecto completamiento-superficie. ....	70
<b>Figura 31.</b> Relación empleada para determinar si existe riesgo de carga de líquido. ....	71
<b>Figura 32.</b> Velocidad promedio del fluido desde el fondo del pozo hasta superficie. ....	72
<b>Figura 33.</b> Gradientes del fluido en el pozo para cada caso. ....	73
<b>Figura 34.</b> Historial de producción tomado para el análisis del pozo X2.....	75
<b>Figura 35.</b> Evolución de cada IPR en los casos planteados .....	77
<b>Figura 36.</b> Flujo de gas necesario para eliminar el liquido en el trayecto completamiento-superficie. ....	78
<b>Figura 37.</b> Relación empleada para determinar si existe riesgo de carga de líquido. ....	79
<b>Figura 38 .</b> Velocidad promedio del fluido desde el fondo del pozo hasta superficie. ....	81
<b>Figura 39.</b> Gradientes del fluido en el pozo para cada caso. ....	82
<b>Figura 40.</b> Historial de producción tomado para el análisis del pozo X3.....	84
<b>Figura 41.</b> Evolución de cada IPR en los casos planteados. ....	86
<b>Figura 42.</b> Flujo de gas necesario para eliminar el liquido en el trayecto completamiento-superficie. ....	87
<b>Figura 43.</b> Relación empleada para determinar si existe riesgo de carga de líquido. ....	88
<b>Figura 44.</b> Velocidad promedio del fluido desde el fondo del pozo hasta superficie. ....	89

<b>Figura 45.</b> Gradientes del fluido en el pozo para cada caso. ....	90
<b>Figura 46.</b> Reducción en la presión de yacimiento en el pozo sin el sistema de elevación por gas. ....	93
<b>Figura 47.</b> Reducción en la presión de yacimiento en el pozo con el sistema de elevación por gas. ....	94
<b>Figura 48.</b> Incremento en la producción de agua a una presión de yacimiento estable sin el sistema de elevación por gas. ....	96
<b>Figura 49.</b> Incremento en la producción de agua a una presión de yacimiento estable implementando el sistema de elevación por gas. ....	97
<b>Figura 50.</b> Reducción en la presión de yacimiento en el pozo sin el sistema de elevación por gas. ....	99
<b>Figura 51.</b> Reducción en la presión de yacimiento en el pozo con el sistema de elevación por gas. ....	100
<b>Figura 52.</b> Incremento en la producción de agua a una presión de yacimiento estable sin el sistema de elevación por gas. ....	102
<b>Figura 53.</b> Incremento en la producción de agua a una presión de yacimiento estable implementando el sistema de elevación por gas. ....	103
<b>Figura 54.</b> Reducción en la presión de yacimiento en el pozo sin el sistema de elevación por gas. ....	105
<b>Figura 55.</b> Reducción en la presión de yacimiento en el pozo con el sistema de elevación por gas. ....	105
<b>Figura 56.</b> Incremento en la producción de agua a una presión de yacimiento estable sin el sistema de elevación de gas. ....	107
<b>Figura 57.</b> Reducción en la presión de yacimiento en el pozo con el sistema de elevación por gas. ....	108
<b>Figura 58.</b> Caso 1 para 6, 12 y 24 meses en los tres pozos. ....	116
<b>Figura 59.</b> Caso 2 para 6, 12 y 24 meses en los tres pozos. ....	117

## Lista de Tablas

<b>Tabla 1.</b> Datos de tasas de flujo .....	36
<b>Tabla 2.</b> Ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías existentes en el método de elevación por gas. ....	62
<b>Tabla 3.</b> Descripción del estado mecánico del pozo X1.....	66
<b>Tabla 4.</b> Casos de análisis para el pozo X1 y datos para calibración del modelo. ....	68
<b>Tabla 5.</b> Descripción del estado mecánico del pozo X2.....	74
<b>Tabla 6.</b> Casos de análisis para el pozo X2 y datos para calibración del modelo. ....	76
<b>Tabla 7.</b> Descripción del estado mecánico del pozo X3.....	83
<b>Tabla 8.</b> Casos de análisis para el pozo X3 y datos para calibración del modelo. ....	85
<b>Tabla 9.</b> Costes de implementación del sistema de elevación por gas pozoX1. ....	110
<b>Tabla 10.</b> Análisis financiero caso 1 pozo X1. ....	111
<b>Tabla 11.</b> Análisis financiero caso 2 pozo X1. ....	111
<b>Tabla 12.</b> Costes de implementación del sistema de elevación por gas pozo X2.....	112
<b>Tabla 13.</b> Análisis financiero caso1 pozo X2. ....	113
<b>Tabla 14.</b> Análisis financiero caso 2 pozo X2 ....	113
<b>Tabla 15.</b> Costes de implementación del sistema de elevación por gas pozo X3.....	114
<b>Tabla 16.</b> Análisis financiero caso1 pozoX3 .....	115
<b>Tabla 17.</b> Análisis financiero caso 2 pozo X3. ....	115

## NOMENCLATURA

### Símbolos

$v_t$	Velocidad terminal [ft/s].
$v_g$	Velocidad del gas [ft/s].
$\sigma$	Tensión superficial del líquido [dinas/cm].
$\rho_l$	Densidad del líquido [lbm/ft <sup>3</sup> ].
$\rho_g$	Densidad del gas [lbm/ft <sup>3</sup> ].
$p$	presión [psia].
$RGL$	Relación gas líquido [scf/bbl].
$Q_g$	Caudal de gas [MMcf/d].
$A$	Área de la sección transversal de la tubería [ft <sup>2</sup> ].
$T$	Temperatura [°R].
$z$	Factor de compresibilidad del gas [adim].
$C$	Constante de ecuación de contrapresión [adim].
$P_r$	Presión del yacimiento [psia].
$P_{wf}$	Presión de flujo de fondo de pozo [psia].
$n$	Exponente de ecuación de contrapresión que indica la turbulencia [adim].
$WHP$	Presión en cabeza de pozo [psi].
$Q_w$	Caudal de agua [Bbls/d].
$Q_{g\_prom}$	Caudal de gas promedio [MMcf/d].
$WGR$	Relación agua gas [Bbls/MMscf].
$P_{yac}$	Presión de yacimiento [psi].

## Abreviaturas

AOF	Flujo abierto absoluto
IPR	Relación de flujo de entrada
TPC o VLP	Curva de rendimiento de tubería de producción
RGL	Relación gas-liquido
SPM	Mandril de bolsillo lateral
CGC	Circulación continua de gas
ABA	conjunto de derivación anular
EAV	Velocidad anular mejorada
CTGL	Levantamiento artificial por gas con tubería flexible
TF	Tubería flexible
DIAL	Sistema de levantamiento artificial digital inteligente
ALS	sistema de levantamiento artificial.

## OBJETIVOS

### OBJETIVO GENERAL

- Evaluar de manera técnico-económica la implementación del levantamiento artificial por gas, para tres pozos ubicados en la cuenca Sinú-San Jacinto del norte de Colombia que producen gas con problemas de acumulación de líquido en fondo.

### OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir el proceso de acumulación de líquido en fondo para pozos de gas, así como el sistema de levantamiento artificial propuesto para su solución.
- Comparar las diferentes variaciones existentes del método de elevación por gas de acuerdo con sus ventajas y desventajas.
- Encontrar las condiciones técnicas adecuadas para la implementación de una de las variantes del sistema de levantamiento por elevación con gas.
- Determinar si el método aplicado es eficiente en la reducción de la columna hidrostática generada por el fluido en fondo de pozo.
- Obtener las condiciones óptimas del proceso a través de un análisis de sensibilidad.
- Evaluar mediante el simulador PIPESIM, si el modelo de levantamiento artificial por gas propuesto mejora las condiciones de elevación del líquido acumulado en fondo.
- Establecer si el modelo propuesto es económicamente viable.

## 1. INTRODUCCIÓN

En la actualidad es claro el rumbo a seguir en cuanto a la reducción de la contaminación global emitida por combustibles fósiles. La implementación y el desarrollo de energías renovables se encuentran aún en una etapa temprana de maduración tecnológica y económica, teniendo en cuenta que la mayor contaminación es debida a la generación de energía eléctrica y que cerca al 40% de esta es producida por el carbón, es significativo remplazar esta producción. Por lo que el gas natural ha tomado un rol importante haciendo el papel de puente entre el carbón y las energías renovables (Gürsan & de Gooyert, 2021).

En relación con esta idea el incremento de la producción de gas es un factor crucial, pero surge un inconveniente al momento de producir la mayor cantidad de gas contenida en un yacimiento, pues frecuentemente en pozos pertenecientes a depósitos maduros de gas se genera un problema de acumulación de líquidos en fondo de pozo, cuyo inconveniente se origina de manera natural tras la disminución de la presión de reservorio, por lo que en efecto, conlleva a una disminución de la velocidad del gas necesaria para elevar los líquidos hacia superficie que con el tiempo generarán una columna hidrostática capaz de igualar la presión de fondo evitando así el aporte de gas, el líquido acumulado puede ser hidrocarburo intermedio, intrusión por parte de un acuífero adyacente o agua e hidrocarburos productos de la condensación.

Como solución a este inconveniente se han propuesto diferentes tecnologías que permitan disminuir la presión de la carga hidrostática generada por la acumulación del líquido y que al disminuir esta carga el pozo pueda volver a aportar gas hacia superficie. Una de las soluciones propuestas es el levantamiento artificial por gas, lo cual supone la inyección de gas en el pozo con el fin de incrementar la velocidad del

gas necesaria para evacuar el líquido producido. Esta tecnología se propone bajo diferentes configuraciones que pueden ser evaluadas según sea el caso (Joseph et al., 2013).

La reducción en la producción de gas en los pozos ubicados en la cuenca Sinú-San Jacinto debido a la declinación en la presión de yacimiento hace que se requiera un método de levantamiento artificial y para este caso se evaluarán los sistemas de elevación por gas para maximizar así la recuperación de las reservas de gas que aún se encuentran contenidas en el yacimiento y que por problemas de acumulación de líquidos no puedan ser extraídas fácilmente.

Este trabajo de grado tiene como propósito optimizar la producción de gas en pozos con alta producción de agua implementando una de las configuraciones empleadas en el sistema de elevación por gas, evaluándola con el software PIPESIM para determinar su comportamiento y rendimiento. Adicionalmente, se realizará un análisis económico para determinar su viabilidad en caso de obtener resultados favorables en la simulación del software y así tener candidatos para la aplicación de la tecnología en campo.

## 2. GENERALIDADES DEL PROCESO DE ACUMULACIÓN DE LÍQUIDO EN FONDO PARA POZOS DE GAS

En el presente capítulo se explicará el proceso de acumulación de líquido en pozos de gas y las repercusiones que se tienen en cuanto a la producción del mismo.

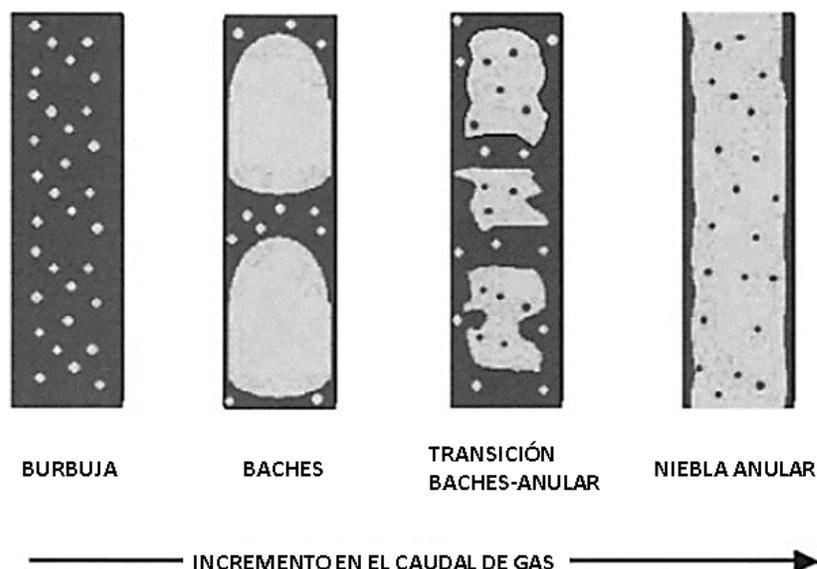
### 2.1. ¿Qué es la acumulación de líquido en fondo para pozos de gas?

El aporte de gas generado por un pozo transportará los líquidos producidos hasta la superficie siempre y cuando la velocidad del gas sea lo suficientemente alta, lo cual implica que cuando la velocidad del gas disminuye con el tiempo, a causa de la disminución de la presión, los líquidos transportados por el gas comenzarán a depositarse en las paredes de la tubería viajando hasta el fondo del pozo, causando una acumulación e impidiendo un aporte pleno de gas por parte de la formación, inclusive llegando a detener de manera completa la producción del pozo.

### 2.2. Flujos encontrados en un pozo de gas

En un pozo de gas donde se presentan líquidos en la producción, se puede encontrar un flujo multifásico con cuatro regímenes básicos de flujo característicos, los cuales se encuentran determinados por la velocidad de las fases líquida y gaseosa. Para un flujo ascendente se tienen los siguientes patrones.

**Figura 1. Regímenes de flujo multifásico vertical.**



Nota. Regímenes de flujo de acuerdo con el flujo de gas en tuberías verticales. Modificado de (Lea et al., 2008f).

### 2.2.1. Flujo de Burbujas

La tubería de producción se encuentra prácticamente llena de líquido, el cual compone la fase continua y se encuentra en contacto con la superficie de la tubería. El gas se encuentra presente en pequeñas burbujas a lo largo de la columna de fluido reduciendo su densidad.

### 2.2.2. Flujo Bache o Tapón

Las burbujas formadas de gas son de un diámetro similar al de la tubería y tienen forma de bala; se desplazan hacia arriba de manera uniforme y en algunas literaturas se les denomina “burbujas de Taylor”. Estas burbujas se encuentran separadas por la fase líquida, la cual se encuentra de manera continua sobre la pared de la tubería en forma de una película delgada.

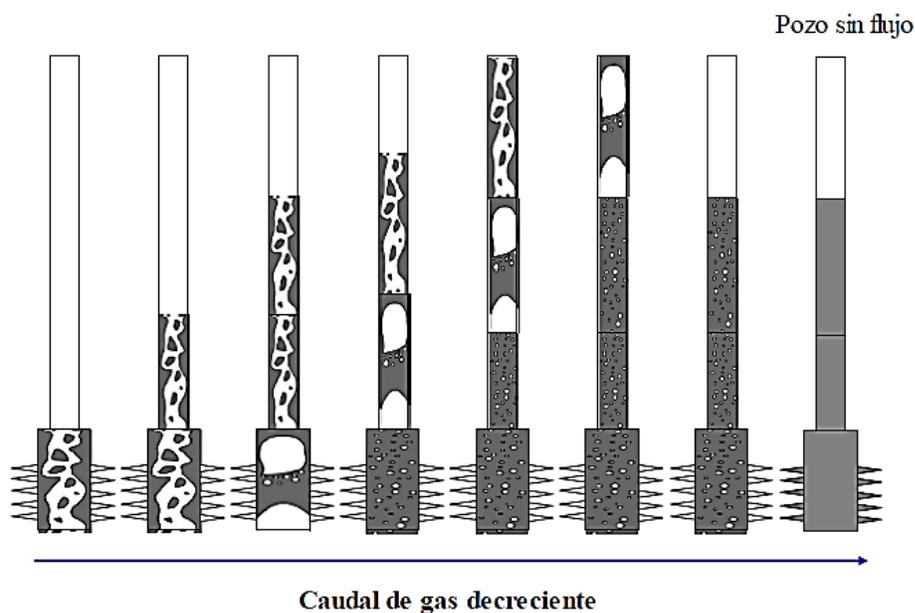
### 2.2.3. Flujo Turbulento (Transición Bache-Anular)

Este flujo se asimila al flujo tapón, pero en un aspecto mucho más caótico y espumoso. La burbuja en forma de bala se estrecha y su forma se altera, la continuidad del líquido entre las burbujas es destruida constantemente debido a una mayor cantidad de gas presente. En algunos casos se refiere a un flujo de espuma, para tasas altas de líquidos y cuando el sistema suele estar más agitado y disperso.

### 2.2.4. Flujo Anular o Niebla Anular

El flujo anular se identifica por presentar una continuidad de la fase gaseosa a lo largo de la tubería, sin embargo, en las paredes se forma una fina película. El gas producido arrastra gotas de líquido en su núcleo; por ello, también se le denomina flujo en forma de niebla.

**Figura 2.** Evolución del flujo en un pozo de gas con producción de líquido



Nota. Evolución del flujo durante la vida útil de un pozo de gas Tomado de (IAPG, 2015) .

### 2.3. Fuentes de líquidos en pozos productores de gas

La presencia de líquidos en pozos de gas puede derivar tanto a la producción de condensados como a la de agua.

#### 2.3.1. *Condensados*

Los condensados en pozos de gas se presentan principalmente debido al cambio en las condiciones de temperatura y presión a lo largo de la tubería de producción pudiendo llegar a condiciones menores a las de rocío del gas. Así como también, puede suceder por la depleción del yacimiento, al alcanzar una presión menor a la presión de rocío del gas, la cantidad de condensado generado dependerá de la composición del gas.

#### 2.3.2. *Agua*

El agua producida en pozos de gas puede provenir de diferentes fuentes como lo son:

##### 2.3.2.1. Conificación de agua

Cuando la tasa de producción de gas es alta, existe la posibilidad de que el gas pueda extraer agua de una zona subyacente, en ciertos casos aun si el pozo perforado no se encuentra en la zona de agua. En pozos perforados horizontalmente se reduce en gran medida los gradientes entre la zona de gas y la zona de agua subyacente, aunque el fenómeno aún puede existir si se produce gas a tasas muy altas.

##### 2.3.2.2. Agua proveniente de un acuífero

Cuando la presión de un yacimiento esta soportada por un acuífero, la producción de agua llegará en algún momento, dando lugar a problemas de acumulación de líquido.

### 2.3.2.3. Agua producida de otra zona

Existe la posibilidad de que se produzcan líquidos en el pozo desde otra zona si estas se encuentran intercomunicadas.

### 2.3.2.4. Agua de libre de formación

El agua puede ingresar desde la formación a través de las perforaciones junto con el gas, siendo el resultado de delgadas capas de gas y líquido encontradas en el yacimiento.

### 2.3.2.5. Agua producto de la condensación

Independientemente de si el gas producido ingresa con poco o ningún líquido a través de las perforaciones, el gas se puede encontrar saturado o parcialmente saturado. La condensación de agua puede ocurrir en cualquier tramo de la tubería de producción a ciertas condiciones de presión y temperatura, pues a medida que la presión aumenta y la temperatura disminuye, el volumen de vapor de agua encontrado en equilibrio disminuye y cualquier exceso de vapor de agua se condensará. Dependiendo de la velocidad del gas, el líquido condensado podrá llegar a acumularse en la zona de los perforados o no (Lea et al., 2008f).

## 2.4. Señales que indican una posible carga de líquidos en fondo de pozo

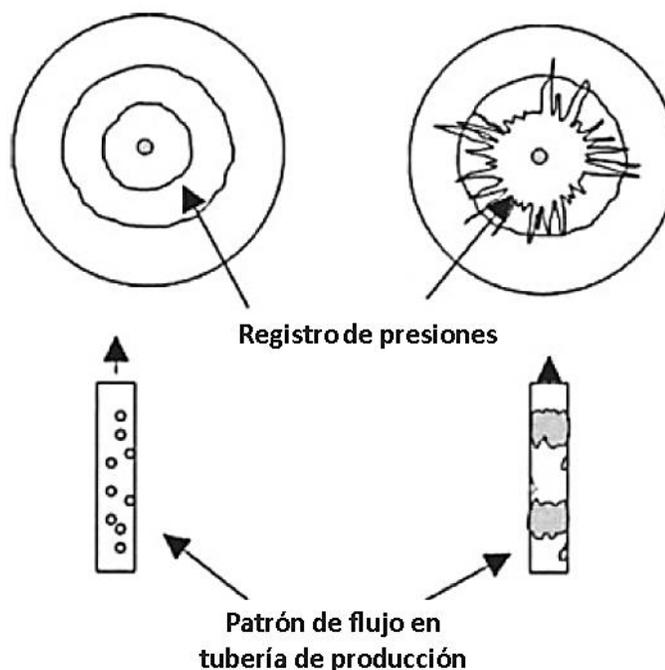
En pozos de gas se pueden evidenciar algunos síntomas que generalmente sugieren una posible acumulación de líquido en fondo, indicios que pueden ser aprovechados para implementar métodos de levantamiento que permitan evacuar la columna de agua formada, evitando posibles daños en el yacimiento o grandes pérdidas de producción.

### 2.4.1. Cambios repentinos de la presión en la placa de orificio

Una de las manifestaciones más comunes para detectar la carga de líquido en pozos de gas, es cuando se evidencian picos de presión en el registrador de la platina de orificio, estos cambios se pueden observar mejor en equipos análogos, pues estos registran el flujo de gas a través de un orificio y que cuando pasan baches de agua a través de este, provocan un cambio de presión, hecho que advierte de una posible acumulación de líquido en fondo de pozo según (Moreno Bravo, 2014).

En ocasiones, la presión en la tubería de superficie comienza a disminuir debido a que la columna de líquido formada retiene la presión del yacimiento, adicionalmente el flujo de gas comienza a disminuir a una velocidad diferente a la tasa de declinación normal de la producción. La caída de presión, la disminución rápida de la producción junto con los gráficos irregulares de presión de la platina de orificio, son un claro indicio de carga de líquido (Lea et al., 2008d).

**Figura 3.** Representación gráfica de registros de presión en un equipo análogo.

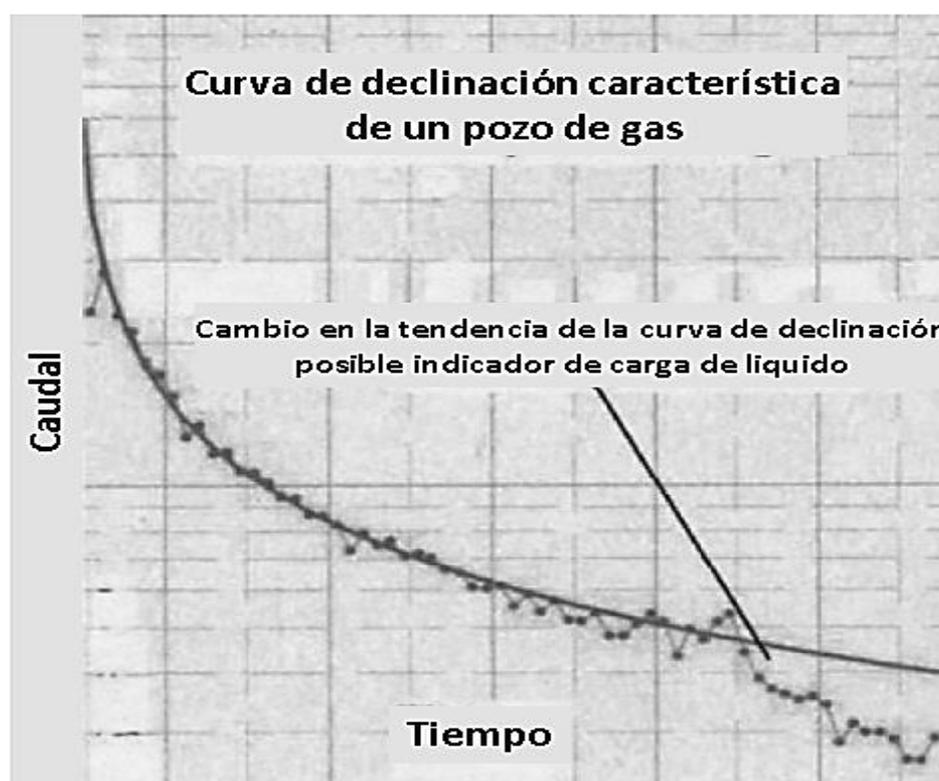


Nota. Registrador de dos plumas. Modificado de (Lea et al., 2008d).

### 2.4.2. Análisis de la curva de declinación

Al analizar las curvas de declinación de un pozo se debe tener en cuenta que estas deben comprender un largo periodo de tiempo de producción para realizar una determinación acertada. Los cambios de tendencia en la curva de declinación pueden generar alertas. En pozos de gas, la curva de declinación normal de tipo exponencial es característicamente suave, tomando en cuenta la depleción del yacimiento. Por ello, una curva de declinación inestable es una clara señal de carga de líquido en el pozo.

**Figura 4.** Curva de declinación en pozo de gas con cambio en la tendencia.

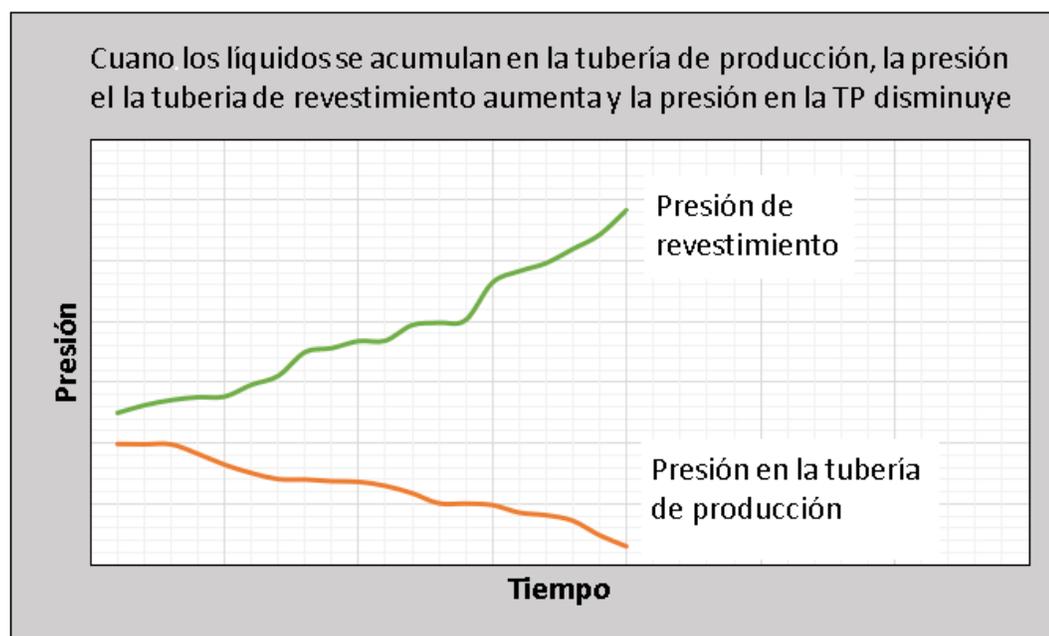


Nota. Análisis de curva de declinación exponencial. Modificado de (Lea et al., 2008d).

### 2.4.3. Caída de presión en la tubería de producción con incremento de presión en la tubería de revestimiento

Al acumularse líquidos en el fondo del pozo, la cabeza de líquido formada reduce la presión de fondo fluente. Como consecuencia, se sufre una caída de presión en la tubería de producción en superficie. En pozos donde los completamientos se realizan sin un empaque entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, se puede apreciar que cuando el nivel del líquido alcanza el nivel de la tubería de producción, la presión del revestimiento registrada en superficie comienza a incrementar. De tal manera, que una disminución en la presión de la tubería de producción y un aumento respectivo en la presión de revestimiento son un claro síntoma de acumulación de líquido en fondo.

**Figura 5.** Comportamiento de las presiones en la tubería de producción y revestimiento ante una posible carga de líquido.



Nota. Indicadores de presión de revestimiento y tubería de producción en pozos de gas sin empaque.

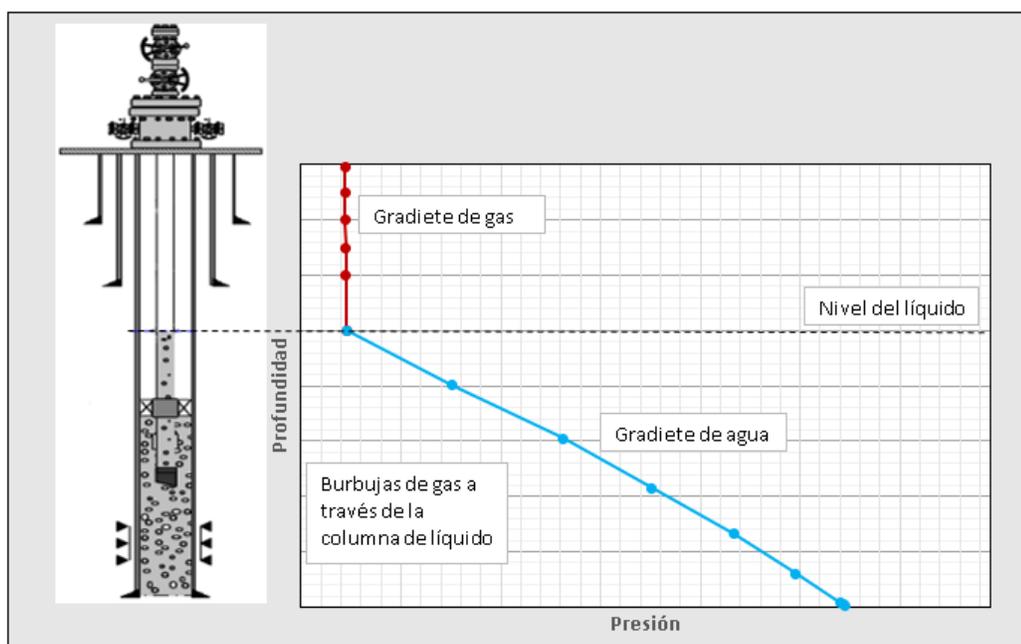
Modificado de (Lea et al., 2008d).

#### 2.4.4. Registros de presión que muestran el nivel de fluido en el pozo

La toma de registros estáticos o dinámicos puede ser tal vez el método disponible que determine con mayor precisión el nivel de líquido en un pozo de gas y de igual forma establecer si existe un problema por acumulación de líquido si el nivel de este se encuentra por encima de los perforados. Puesto que la densidad del gas es significativamente menor que la del agua o el condensado, los datos del gradiente expresados gráficamente mostrarán un cambio brusco de pendiente cuando la herramienta se tope con el líquido estancado en la tubería.

Cuando los datos del estudio presentan una presión creciente, en el análisis se mostrará un gradiente no lineal donde la determinación de si existe o no un problema de carga de líquido será complicado. Por lo tanto, en estos casos podrá ser necesario tomar nuevos registros de presión en otras condiciones.

**Figura 6.** Estudio de presión para determinar la carga de líquido, muestra el cambio de pendiente al cambiar a una fase líquida.



Nota. Gradiente de presión. Modificado de (Lea et al., 2008d).

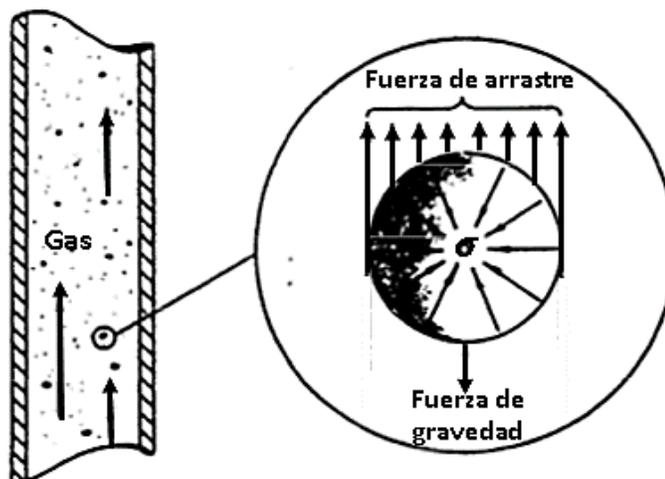
#### 2.4.5. Interrupción en la producción de líquidos

En pozos donde la producción de gas es alta, la obtención de líquidos junto con el gas se puede mantener por un tiempo, pero una vez que la tasa de gas producida disminuye, la producción de líquidos puede llegar a detenerse. De ser así, el pozo ya no estará aportando la cantidad de gas suficiente para elevar el líquido hasta superficie, por lo que su producción estará por debajo de la tasa “crítica” y como consecuencia, provocará la continua acumulación de líquido en fondo, ocasionando que el pozo pueda dejar de fluir o simplemente que el gas pueda burbujear a través de la columna de fluido generada, pero con una tasa bastante reducida (Lea et al., 2008d).

##### 2.4.5.1. Velocidad crítica

De acuerdo con (Turner R.G. et al., 1969), las gotas de líquido transportadas por el gas hacia superficie se mueven gracias a que la fuerza de arrastre que ejerce el gas es mayor que la fuerza alcanzada por la gravedad en la gota, fuerzas que interactúan en el movimiento según la figura 6, de modo que al caer libremente la gota en el medio fluido alcanzará una velocidad máxima ejercida por efecto de la gravedad. Con ello, se puede precisar que cuando la velocidad del gas iguala la velocidad de caída de la gota, esta se encontrará en suspensión y así cualquier valor de velocidad del gas superior a este traerá como resultado el movimiento de la gota hacia arriba, la cual se define como velocidad terminal (ecuación 1.1). De este modo la velocidad mínima requerida para la eliminación de líquidos es conocida como “velocidad crítica”.

**Figura 7.** Ilustración de conceptos para determinar la velocidad crítica.



Nota. Fuerzas que intervienen en el movimiento de los líquidos hacia superficie. Modificado de (Turner R.G. et al., 1969).

$$v_t = 20.4 \frac{\sigma^{1/4} (\rho_l - \rho_g)^{1/4}}{\rho_g^{1/2}} \dots \dots \dots (1.1)$$

Como los líquidos acumulados en el fondo del pozo pueden ser agua o condensado, se emplea una ecuación para cada caso ecuación 1.2 y 1.3 respectivamente, estas toman en consideración valores constantes de tensión superficial y densidad del líquido, dejando la densidad del gas en función de la presión.

$$v_g(\text{agua}) = \frac{5.62(67 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \dots \dots \dots (1.2)$$

$$v_g(\text{condensado}) = \frac{4.02(45 - 0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \dots \dots \dots (1.3)$$

Para efectos de aplicación en campo la ecuación se expresa en términos de caudal (ecuación 1.4).

$$Q_g \left( \frac{MMscf}{D} \right) = \frac{3.06p v_g A}{Tz} \dots \dots \dots (1.4)$$

Para el análisis de velocidad crítica según (Lea et al., 2008a), en el pozo se debe tener en cuenta que el diseño de este juega un papel fundamental, pues si bien la aplicación de las fórmulas anteriores emplean datos de presión y temperatura de superficie, su base teórica permite su uso en cualquier parte del pozo si se conocen estas condiciones. Por lo tanto, es importante realizar el análisis en la sección de tubería con mayor diámetro, ya que esta es la zona donde posiblemente se dé el inicio a la acumulación de líquido. Generalmente, esta se encuentra en la sección de los perforados, puesto que la tubería de producción suele estar colgada por encima de ésta teniendo, así como tubería de mayor diámetro el revestimiento.

#### *2.4.6. Mediciones acústicas de nivel de fluido*

La medición del nivel de fluido en un pozo mediante un equipo de disparos acústicos es de gran ventaja, pues el método no es intrusivo para encontrar el tope del fluido en un pozo de gas en flujo. Sin embargo, el método se aplica generalmente en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento, por esta razón para que el equipo determine el nivel del fluido es necesario que el pozo en el cual se ejecute el proceso de medición no presente un empaque en el espacio anular.

Aunque el método puede aplicarse efectuando el disparo acústico a través la tubería de producción directamente mientras el pozo se encuentra cerrado o en flujo, es una técnica menos común, en particular cuando se encuentra en flujo, debido a que el equipo no mostrará de manera clara los cambios al encontrarse con el líquido en la tubería. Con una buena medición del equipo de disparos acústicos, los datos obtenidos se pueden emplear para determinar la cantidad de líquido en el pozo, la tasa aproximada de gas, el gradiente de la columna de líquido y gas en la tubería y de igual forma saber la presión de fondo a la cual fluye el gas en los perforados.

### 3. ANÁLISIS NODAL

En el presente capítulo se mostrarán los elementos teóricos del análisis nodal y la importancia de su aplicación en pozos de gas para determinar la carga de líquidos.

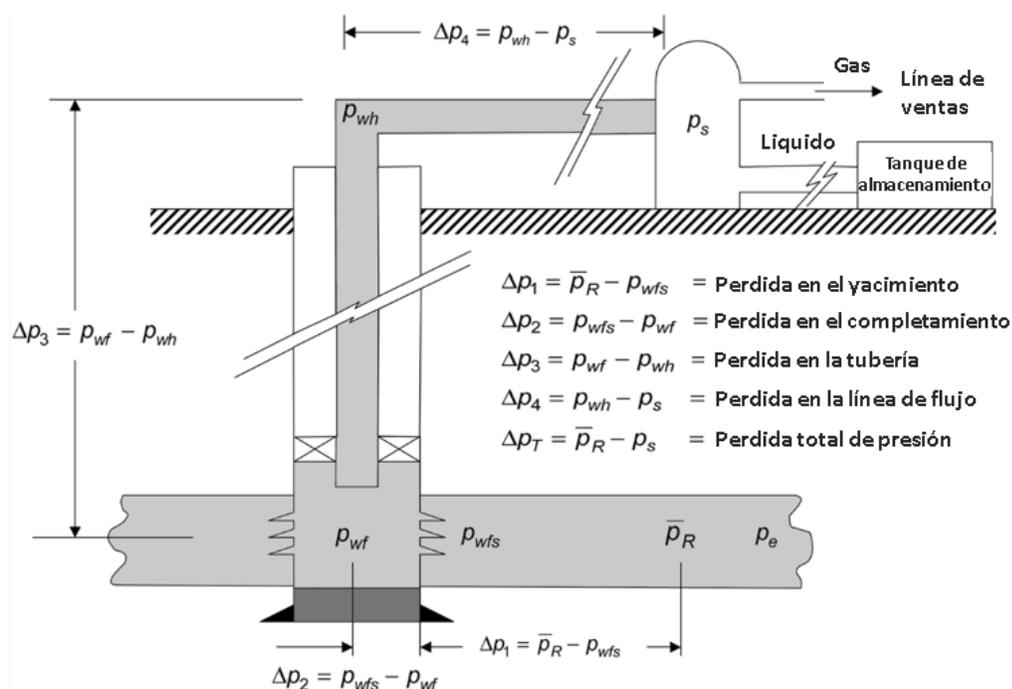
#### 3.1. ¿Qué es el análisis nodal?

El análisis nodal es una herramienta de modelado que les permite a los ingenieros diseñar un pozo óptimo en términos de disparos, dimensiones de tubería y diseño de fluidos de perforación, además de aportar datos importantes para la estructura de flujo en superficie.

Los ingenieros de producción pueden visualizar el rendimiento del flujo de entrada del fluido de yacimiento al pozo, así como el rendimiento del flujo de salida del fluido de yacimiento a través de la tubería (Nardone, 2009).

El flujo de los fluidos del reservorio hasta el tanque de almacenamiento o línea de ventas en superficie deberá pasar desde el medio poroso hasta los perforados y moverse a través del pozo, pasando por el sistema de producción y los diferentes componentes encontrados en el sistema. Cada componente del sistema genera una caída de presión, por lo que el diseño final de un sistema de producción requiere un enfoque integrado. Pues la cantidad de hidrocarburos producidos desde el yacimiento hasta superficie dependerá de la caída de presión en todo el sistema de producción (SPE, 2015).

Figura 8. Sistema de producción.

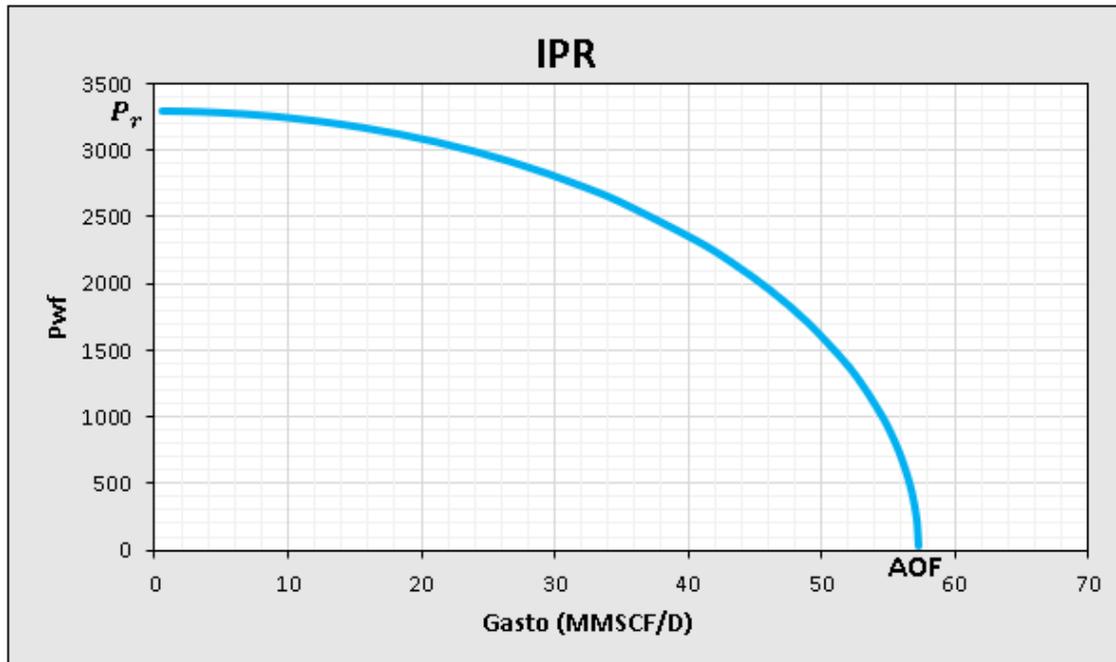


Nota. Sistema de producción y pérdidas de presión asociadas. Modificado de (SPE, 2015).

### 3.2. IRP (Relación de rendimiento de flujo de entrada)

Con el objetivo de que un pozo pueda fluir, tiene que existir un diferencial de presión desde el yacimiento hasta el pozo en la zona de los perforados. Si la presión del pozo es igual a la presión del yacimiento, no se habrá un flujo de entrada. Ahora bien, si la presión del pozo llegara a ser cero, el flujo de entrada sería el mayor posible, pues estaríamos ante un flujo abierto absoluto "AOF". Para diferentes presiones menores a la presión del yacimiento, el flujo de entrada variará de acuerdo con el diferencial generado.

**Figura 9. Curva IPR.**



Nota. Curva IPR característica de un pozo de gas. Modificado de (Lea et al., 2008e)

### 3.2.1. Ecuación de contrapresión

En el cálculo de flujo radial de un pozo de gas existe una ecuación general que implica conocer datos tales como: permeabilidad, espesor, presión de yacimiento, presión de fondo fluyente, factor de compresibilidad del gas, radio del pozo, radio exterior del pozo, daño del pozo, ( $k$ ,  $h$ ,  $P_r$ ,  $P_{wf}$ ,  $Z$ ,  $T$ ,  $r_e$ ,  $r_w$ ,  $S$ ), los cuales son necesarios para realizar el cálculo del caudal de gas de manera correcta y generar una curva IPR. No obstante, los datos requeridos para emplear la ecuación no suelen conocerse en su totalidad, de modo que se aplica una ecuación simplificada denominada ecuación de contrapresión según (Rawlins & Schellhardt, 1935), para resolver las incógnitas mencionadas.

$$Q_g = C(P_r^2 - P_{wf}^2)^n \dots \dots \dots (2.2)$$

donde:

$Q_g$  = Tasa de flujo de gas, en unidades consistentes con la constante  $C$

$n$  = Es un valor que varia entre 0.5 y 1.0 aproximadamente. Donde un valor de 0.5, indica alta turbulencia y para un valor de 1.0, no se muestran perdidas por turbulencia.

En la ecuación de contrapresión previamente mostrada los valores de las constantes  $C$  y  $n$  se deben determinar a partir de pruebas de pozo, donde se necesitan al menos dos pruebas de flujo, dado que existen 2 incógnitas  $C$  y  $n$  en la ecuación, sin embargo, se recomiendan cuatro pruebas de flujo para reducir los errores de medición.

En una grafica  $\Delta p^2$  frente a  $Q_g$  en papel log-log dará como resultado una línea recta con una pendiente  $1/n$  y una intersección de  $Q_g = C$  en  $\Delta p^2 = 1$ . El valor de  $C$  también se puede calcular usando cualquier punto desde la mejor línea a través de los datos (Lea et al., 2008b).

Según (Lea et al., 2008e), para determinar los valores de  $C$  y  $n$  con pruebas de flujo.

Datos:

$$Pr = 3600 \text{ psia}$$

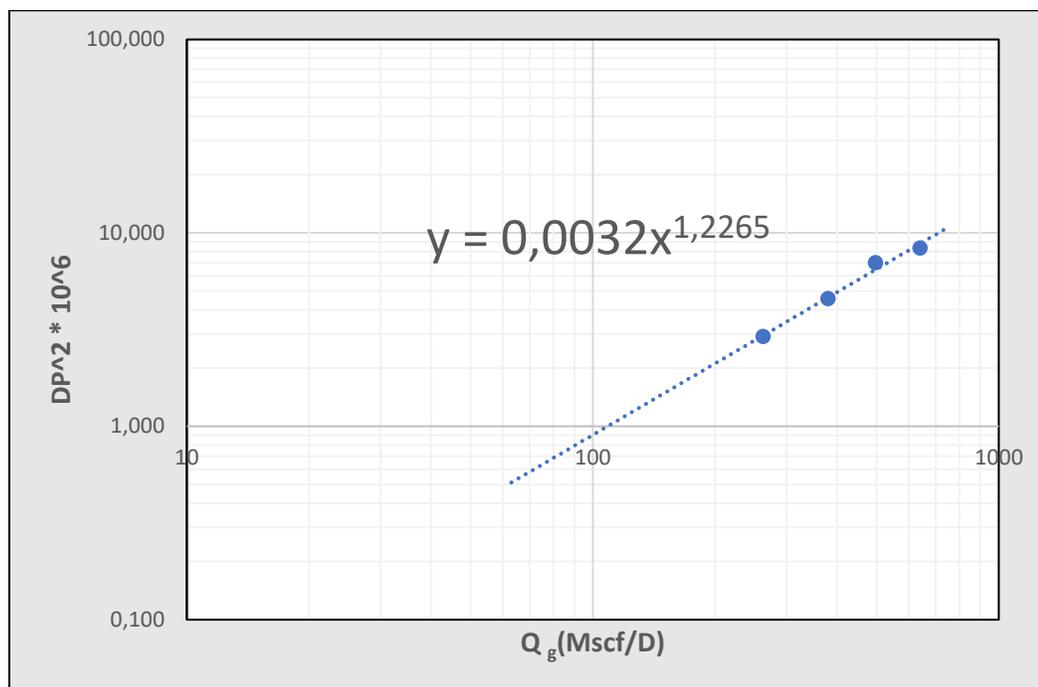
$$Tyac = 120^\circ F$$

**Tabla 1.** Datos de tasas de flujo

Tasa de gas ( $Q_g$ , Mscf/D)	Pwf, Psia	$(Pr^2 - Pwf^2) * 10^6$
263	3170	2.911
380	2897	4.567
497	2440	7.006
640	2150	8.338

Nota. Tabla de datos para cálculo de  $C$  y  $n$ . Modificado de (Lea et al., 2008e).

**Figura 10.** Grafico logaritmico de flujo que permite determinar el valor de  $n$  a partir de la pendiente generada.



Nota. Grafico Log-Log de tasa de flujo contra delta de presión. Modificado de (Lea et al., 2008e).

Teniendo el valor de la pendiente  $1/n$  se despeja para obtener el valor de la variable  $n$

$$\frac{1}{n} = 1.2265$$

$$n = \frac{1}{1.2265} = 0.8153$$

Una vez se tiene el valor de  $n$ , se puede encontrar el valor de  $C$  a partir de la Ec. 2.2

$$C = \frac{Q_g}{(P_r^2 - P_{wf}^2)^n} \dots \dots \dots (2.3)$$

Tomando un valor de caudal junto al valor de presión correspondiente y la presión de yacimiento se calcula el valor de  $C$ .

$$C = \frac{380}{(3600^2 - 2897^2)^{0.8153}} = 0.01412$$

Por lo que la ecuación de entrada para calcular un caudal de gas a cualquier presión por debajo de la presión de yacimiento quedaría:

$$Q_g = 0.001412 * (3600^2 - P_{wf}^2)^{0.8153}$$

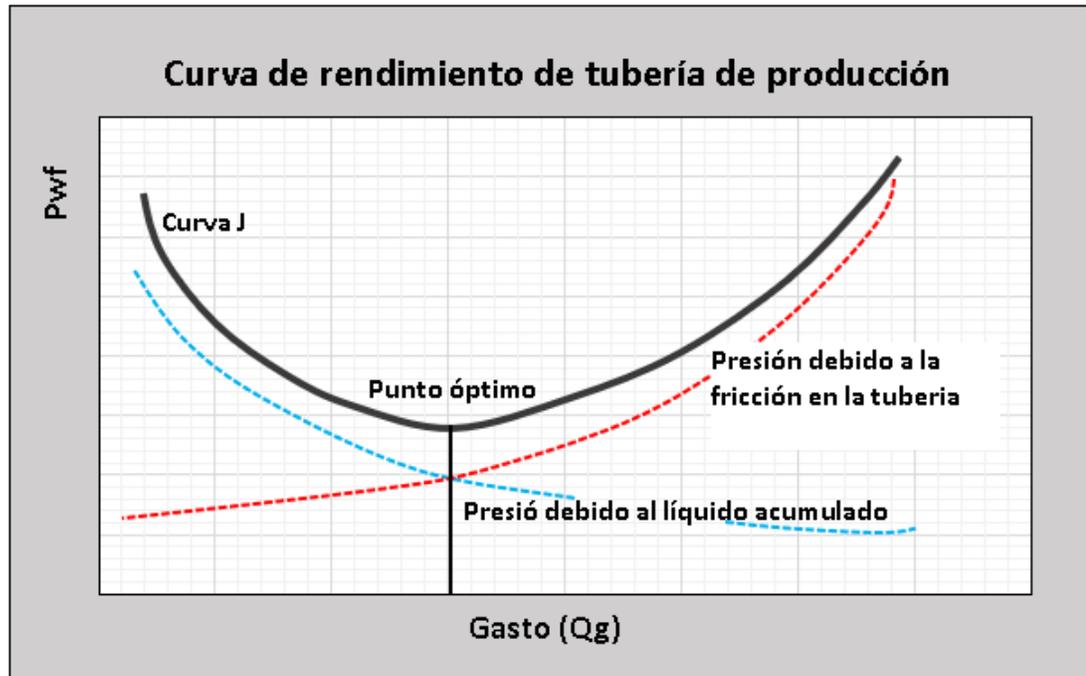
### 3.3. Curva de rendimiento de tubería de producción (TPC)

Tomando el fondo del pozo como nodo para el análisis, en la representación gráfica del Análisis Nodal, la entrada se representa por la curva IPR y la salida del sistema se muestra como el TPC o VLP (“Vertical Lift Performance”). La caída de presión en la tubería de producción es el resultado de la suma de la presión en superficie, la presión de la columna hidrostática (compuesta por el líquido acumulado en la tubería y el peso del gas) y la pérdida de presión por fricción generada por el flujo de fluidos desde el fondo del pozo hasta superficie.

La representación gráfica de la Figura 9, muestra la curva TPC. Además, se presentan dos curvas punteadas que representan la variación de presión debido a la fricción y la carga de líquidos. La curva principal TPC es el resultado de la suma de las presiones de las dos curvas punteadas; esta curva también se le conoce como curva J. Cuando se tiene un flujo bajo, las pérdidas por fricción pueden despreciarse, pero a medida que el flujo de gas incrementa, la velocidad aumenta sustancialmente, lo que hace que las pérdidas por fricción sean significativas a lo largo de la tubería.

En cuanto a la curva de presión a causa del líquido acumulado, la presión se reduce con el aumento del flujo de gas. Esto se debe a que al aumentar este valor, lo hace también la velocidad de flujo, llegando en determinado punto a estar por encima de la velocidad crítica. Como resultado, el flujo del gas arrastra el líquido acumulado en el pozo hasta superficie, generando una disminución de la carga hidrostática en fondo.

Figura 11. Curva TPC.



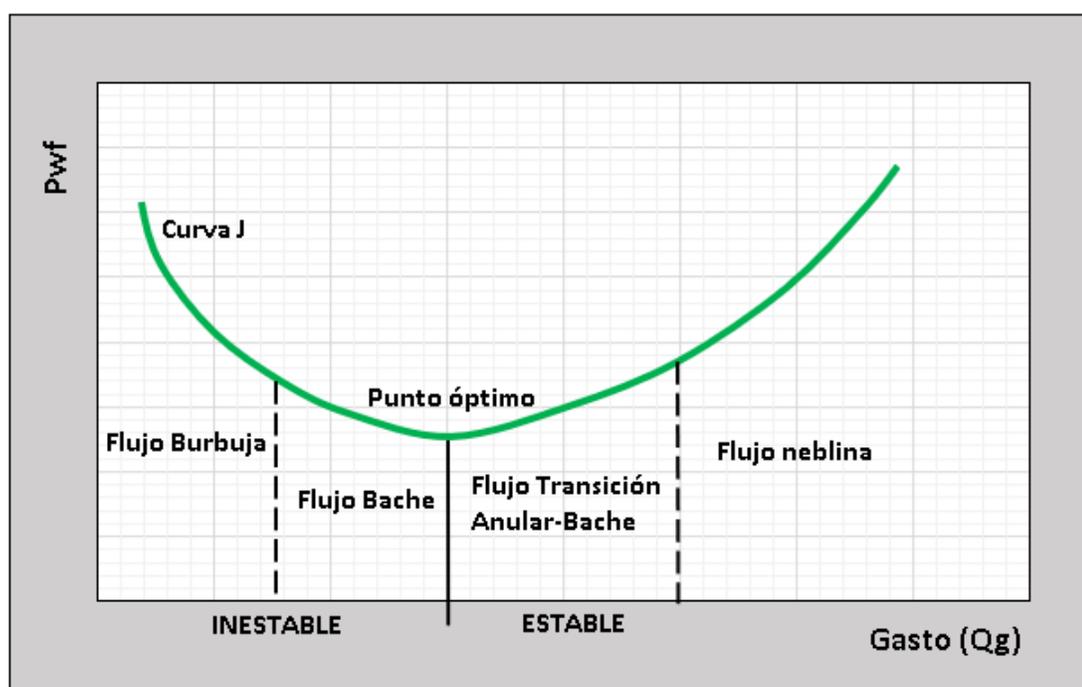
Nota. Curva TPC característica de un pozo de gas. Modificado de (Osorio, 2017).

Como se evidencia en la curva TPC de la figura anterior, esta muestra un punto de intersección entre las dos curvas punteadas. Esta zona de intersección representa el punto mínimo en el cual el flujo del pozo es estable. A la derecha de la intersección, las pérdidas de presión incrementan a causa de la fricción generada en la tubería de producción. Sin embargo, el flujo se encuentra en un régimen tipo niebla, por lo que los líquidos son elevados hasta superficie.

En la región de la parte izquierda del punto de intersección, el flujo de gas es menor y las pérdidas de presión se deben a la columna hidrostática generada por la acumulación de líquidos. Además, en esta zona de la curva, el fluido puede encontrarse entre dos regímenes de flujo. Cuanto más a la izquierda se ubique, habrá un flujo tipo burbuja y si se encuentra cerca de la zona de intersección pasará a un flujo tipo bache.

Generalmente, se asume que la región de la parte izquierda del punto óptimo es una zona donde el flujo es inestable, lo que puede resultar en un problema de carga de líquidos en fondo de pozo. Mientras que, en la zona a la derecha de la intersección, el flujo es lo suficientemente grande para transportar los líquidos hasta superficie y mantener un estado estable. No obstante, la determinación de si un pozo tiene problemas de carga de líquido o no mediante este método no es precisa, ya que se requiere la curva IPR para proporcionar una estimación adecuada del fenómeno.

**Figura 12.** Regímenes de flujo en la curva TPC.



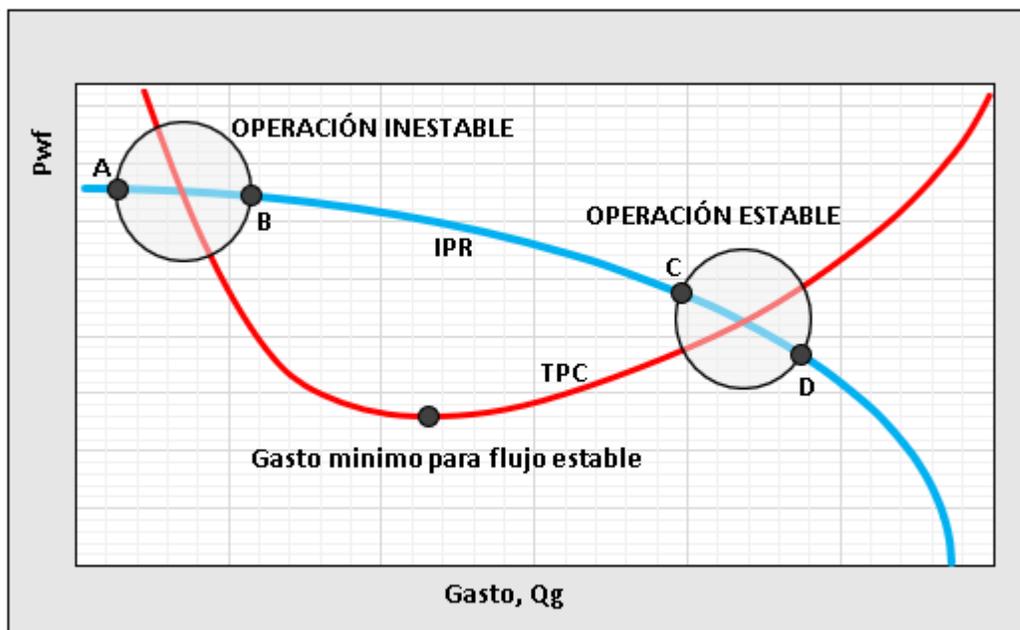
Nota. Curva J con sus regímenes de flujo. Modificado de (Osorio, 2017).

### 3.4. IPR Y TPC (Relación entre la curva de rendimiento de entrada y tubería de producción)

Generalmente, cuando se grafican las curvas IPR y TPC para indicar la relación que existe entre estas, pueden presentarse dos intersecciones, como se muestra en la figura 11. Un cruce hacia la parte

izquierda del punto mínimo de flujo estable, lo cual indica un punto operativo inestable, y otro cruce hacia la parte derecha, que indica un punto operativo estable.

**Figura 13.** Curva IPR y TPC.

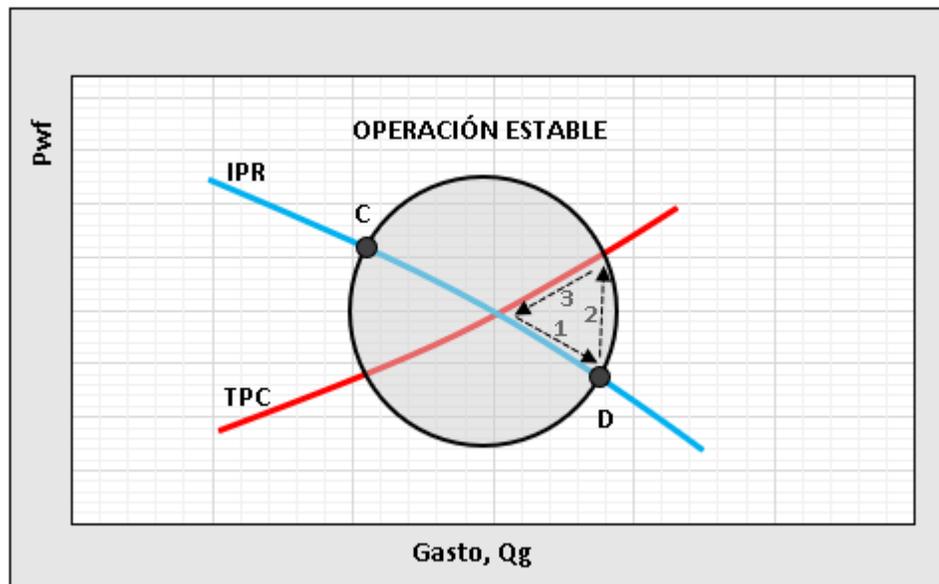


Nota. Relación entre la curva de rendimiento de la tubería y la curva de capacidad de entrega del pozo.

Modificado de (Osorio, 2017).

De acuerdo con el punto operativo estable de la figura anterior, si la tasa de flujo se incrementa un poco llegando hasta el punto D, entonces la presión del fondo del pozo disminuirá. Sin embargo, la presión requerida para mantener el flujo en la tubería está por encima del punto D, lo que significa que la contrapresión añadida a la cara de la formación provocará que el flujo regrese al punto de estabilidad en donde las dos curvas se interceptan. De igual forma, sucede si el flujo disminuye y llega hasta el punto C, la caída de presión en la tubería de producción reducirá la presión en la cara de la formación, lo que provocará un aumento en la tasa de flujo, por lo que también regresará a la zona de equilibrio.

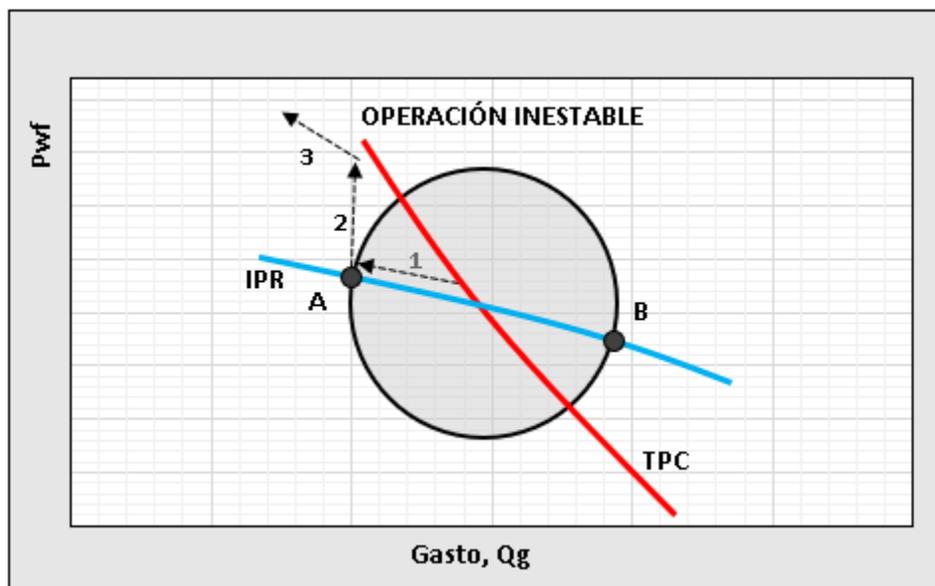
**Figura 14.** Cruce de curva IPR y TPC en la zona estable.



Nota. Punto estable de operación. Modificado de (Osorio, 2017).

Por otra parte, si en la región izquierda de la figura 11, el caudal se reduce hasta el punto A, la presión en el yacimiento incrementa debido a los fluidos acumulados en la tubería. En consecuencia, el aumento en la presión del yacimiento reduce aún más el caudal de gas hasta que el pozo deja de fluir. De forma similar, sucede si el pozo fluye en el punto B; el aumento de la presión contra el yacimiento reduce el flujo, por lo que la caída de presión se incrementa en la tubería, hasta que el pozo deja de fluir.

**Figura 15.** Cruce de curva IPR y TPC en la zona inestable.



Nota. Punto inestable de operación. Modificado de (Osorio, 2017).

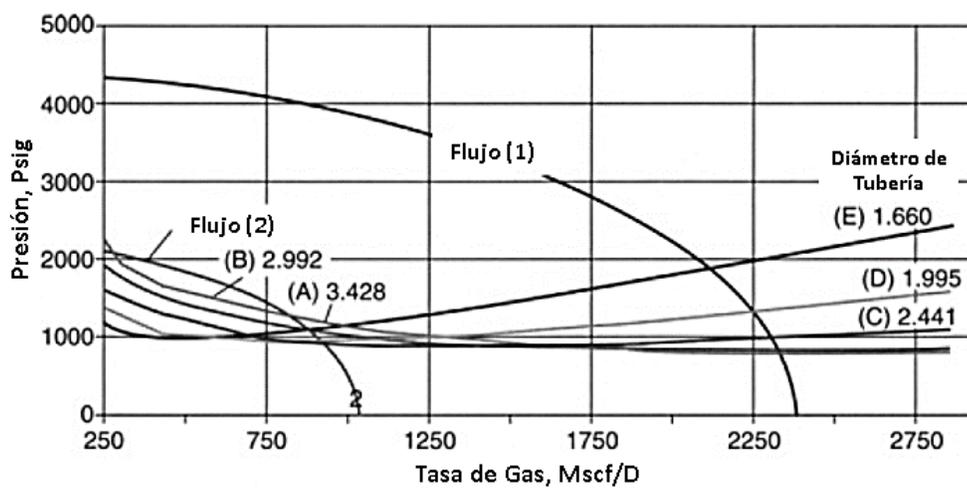
### 3.5. Diámetro de tubería de producción en el Análisis Nodal

Para el flujo en pozos de gas con producción de líquidos, el diámetro de la tubería de producción juega un papel fundamental en la eficiencia con la que se pueden evacuar los fluidos del pozo. Pues los tamaños de tuberías mayores tienden a presentar caídas de presión por fricción mucho más bajas debido a velocidades de flujo del gas más reducidas, lo que reduce la capacidad de elevación de los líquidos. Sin embargo, para tamaños de tuberías más pequeños, las pérdidas de presión por fricción son mucho más altas, lo que resulta en velocidades de gas mayores y a su vez, producen un mejor transporte de líquidos hasta la superficie.

De modo que el diseño adecuado de una tubería de producción para el uso durante la vida útil de un pozo de gas es fundamental. En algunas ocasiones, para optimizar la producción, puede ser necesario considerar un cambio a una tubería de producción con un diámetro reducido de forma temprana. Por lo tanto, es de gran utilidad realizar un Análisis Nodal adecuado para lograr el completamiento de un pozo

con una tubería de producción de un diámetro que pueda ser aprovechado durante el mayor tiempo posible.

**Figura 16.** Curvas de rendimiento de tuberías superpuestas a dos curvas IPR



Nota. Efecto del diámetro de la tubería sobre el desempeño futuro del pozo. Modificado de (Lea et al., 2008e).

#### 4. LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR GAS EN POZOS DE GAS

En el presente capítulo se mostrarán las diferentes tecnologías existentes para la elevación de líquidos acumulados en fondo de pozo por parte del método de elevación con gas.

##### 4.1. Levantamiento artificial por gas

Es un método de producción en el cual se realiza un proceso de inyección de gas externo, dirigido hacia la corriente de flujo producida a una cierta profundidad del pozo. El gas añadido se combina con el gas producido por la formación, reduciendo la presión en el fondo del pozo y, por lo tanto, incrementando la entrada de fluidos desde la formación hacia el pozo. Para eliminar líquidos acumulados en pozos de gas, el volumen de gas inyectado se diseña de manera que, junto con el gas producido por la formación, pueda superar la tasa crítica de elevación de líquidos.

Generalmente, el sistema de elevación es alimentado con gas a alta presión, que es comprimido por un compresor central que toma el gas producido por el campo y lo reinyecta nuevamente en los pozos donde se emplea el sistema.

##### *4.1.1. Ventajas del levantamiento artificial por gas sobre los métodos de levantamiento artificial por bombeo.*

Aunque el levantamiento artificial por gas no es un sistema que pueda reducir la presión de flujo como lo puede hacer un sistema de bombeo optimizado, es el método que más se asemeja a un flujo natural. Por lo tanto, pueden existir varias ventajas además de ser uno de los métodos de levantamiento más versátiles.

##### **4.1.1.1. Manejo de RGL**

Generalmente, los sistemas de bombeo resultan ineficientes cuando la relación gas-líquido (RGL) supera un valor crítico, siendo un valor típico aproximado de 500 scf/bbl, debido a inconvenientes ocasionados

por el gas en la bomba. Aunque se pueden aplicar medidas correctivas para estos sistemas de levantamiento convencional, no sucede lo mismo con el sistema de levantamiento por gas. Esto se debe a que se puede aplicar en pozos con altos RGL sin repercusiones significativas, ya que la cantidad de gas aportado por la formación reducirá la cantidad de gas inyectado necesario.

#### 4.1.1.2. Manejo de sólidos

La producción de sólidos en el pozo representa un inconveniente, ya que su ingreso al flujo provoca una reducción sustancial en la vida útil de cualquier dispositivo encontrado en esta corriente. El sistema de levantamiento artificial por gas no es una excepción, sin embargo, este sistema permite un mayor manejo en cuanto a la producción de arena y sólidos que un sistema de bombeo convencional.

#### 4.1.1.3. Manejo en pozos desviados

El nivel de desviación en un pozo juega un papel fundamental cuando está en operación un sistema de levantamiento artificial, ya que esto implica potenciales daños mecánicos en los equipos, como en el desgaste en las varillas en la zona de desviación o los cables que alimentan las bombas de fondo. En cambio, los sistemas de levantamiento artificial por gas pueden emplearse en pozos desviados sin enfrentar problemas mecánicos significativos.

#### 4.1.1.4. Intervalos largos de producción

Dentro del sistema de levantamiento por gas, existen algunas tecnologías recientes que permiten ayudar a la elevación de zonas productivas extensas por debajo del empaque habitual en una instalación.

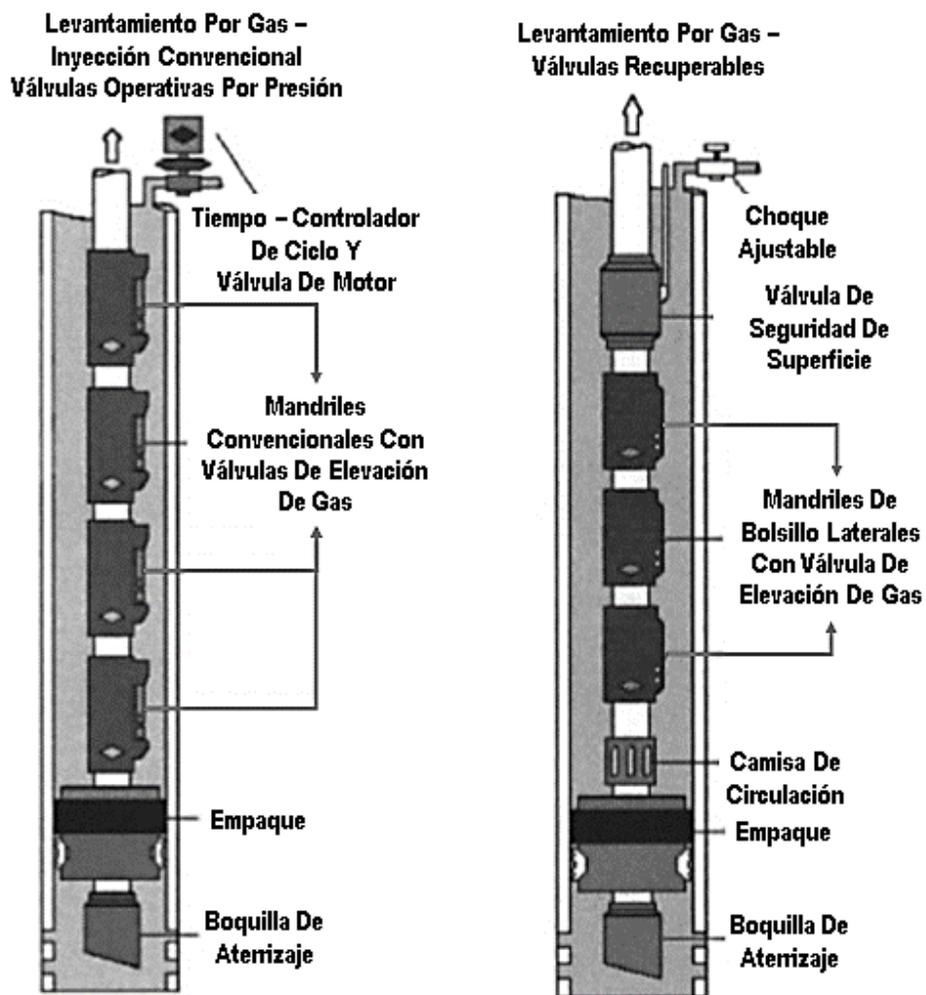
### 4.1.2. *Terminaciones del sistema de elevación por gas*

El papel fundamental en el proceso de levantamiento por gas en un pozo lo desempeñan las válvulas de elevación, y estas a su vez se encuentran posicionadas dentro de la sarta en zonas especiales para su instalación, conocidas como mandriles. Estos mandriles determinan el espaciamiento entre válvulas y el número de válvulas que se emplearán en el sistema.

Los sistemas comúnmente empleados en el proceso de levantamiento por gas son: sistemas convencionales y sistemas donde se emplean mandriles de bolsillos laterales o (SPM) por sus siglas en ingles. En los sistemas convencionales, los mandriles admiten válvulas de levantamiento artificial por gas roscadas colocadas en la zona exterior del mandril. Este tipo de válvulas solo pueden ser recuperadas y cambiadas sacando la tubería que las contiene por completo, lo cual incurre en altos costos de reacondicionamiento, motivo por el cual es poco empleado en la actualidad.

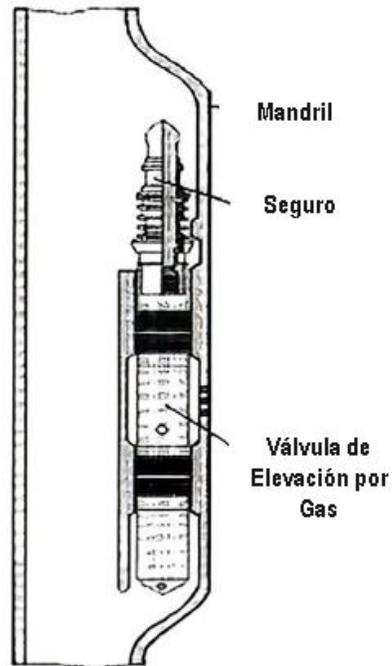
Para los sistemas con mandriles de bolsillo lateral (SPM), es posible realizar la recuperación de las válvulas de elevación por gas empleando una línea de acero desde superficie, sin necesidad de sacar la tubería. Por lo tanto, este tipo de mandriles son los más usados en la actualidad. Este sistema de bolsillo lateral se desarrolló con el fin de reducir los costos asociados con el cambio de un sistema de levantamiento artificial por gas, permitiendo mantener el diseño original, para lograr la optimización del sistema a medida que cambian las condiciones operativas del pozo.

Figura 17. Diseños de levantamiento artificial por gas



Nota. Diseño de levantamiento artificial por gas usando mandriles convencionales (izquierda) y mandriles de bolsillo lateral con válvulas recuperables con cable (derecha). Modificado de (Lea et al., 2008c).

**Figura 18.** Mandril de bolsillo lateral (SPM)



Nota. Válvula de elevación de gas en mandril de bolsillo lateral. Modificado de (Lea et al., 2008c).

#### 4.1.2.1. Instalaciones en pozos horizontales

El número de pozos horizontales ha incrementado sustancialmente a nivel global. Por lo tanto, algunos de estos pozos cuentan con instalaciones de levantamiento por gas para aumentar la producción de petróleo o en el caso de pozos de gas, para elevar con mayor efectividad los líquidos acumulados en fondo de pozo.

En algunos casos, se ha intentado realizar instalaciones de elevación por gas en la zona horizontal de los pozos, pero esto resultó no ser adecuado por varias razones:

- El levantamiento artificial por gas funciona de manera tal que ayuda a reducir la carga hidrostática en la formación. En la sección horizontal o casi horizontal de un pozo, existe muy poca cabeza vertical, por lo que la ubicación de las válvulas de elevación por gas en la zona

horizontal sugiere poco beneficio en comparación con las válvulas colocadas en la sección vertical del pozo.

- Para la sección horizontal del pozo, el flujo bifásico (gas/líquido) tiende a estratificarse, lo que permite que el gas se ubique en la parte superior y salga a la superficie sin ejercer un empuje adecuado sobre el líquido. Esto reduce en gran parte la eficiencia del levantamiento artificial por gas.
- Para el caso de las intervenciones a pozo, éstas se vuelven más complicadas al realizar mantenimientos en las válvulas de elevación por gas en las zonas con mayor inclinación.

Cuando se lleva a cabo la terminación en un pozo horizontal con levantamiento artificial por gas, los mandriles de elevación por gas se instalan por preferencia solo en la sección del pozo donde la desviación de la vertical es menor a 70°.

#### **4.1.3. Tipos de levantamiento artificial por gas**

##### **4.1.3.1. Levantamiento artificial por gas continuo**

El sistema de elevación por gas de flujo continuo consiste en una inyección permanente en la corriente de gas a una presión relativamente alta en la columna de fluido acumulado en el fondo, a través de una válvula o sistema de válvulas en fondo de pozo. El gas de inyección se mezcla con el gas producido en la formación para llevar el fluido hacia la superficie, donde se ven implicados procesos como:

- Disminución en la densidad del fluido, por lo que se disminuye el peso de la columna, de manera que el diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo se incrementa.
- Expansión del gas inyectado de modo que se genere un empuje del líquido hacia superficie reduciendo mucho más la columna de fluido y en consecuencia aumentando el diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo.

- Un desplazamiento de tapones de líquido por parte de grandes burbujas de gas que actúan de forma similar a la de un pistón.

#### 4.1.3.2. Levantamiento artificial por gas intermitente

Cuando los pozos de gas disminuyen la presión de fondo fluyente, llega un punto en el que el pozo ya no es capaz de soportar el sistema de levantamiento por gas continuo. En este momento el pozo pasa a utilizar el levantamiento por gas intermitente. En este proceso de cambio, es posible emplear el mismo equipo de fondo, realizando las adaptaciones necesarias para el sistema intermitente. Para lograrlo, las válvulas de descarga se remplazan por válvulas que bloquean estos orificios, evitando así el paso de gas a la corriente de producción. Al mismo tiempo, la válvula operativa es remplazada por una válvula de presión de producción, configurada a una presión que refleje el nivel de fluido que se pretende alcanzar en la tubería de producción antes de realizar el proceso de descarga (Lea et al., 2008c).

#### 4.1.4. *Diferentes configuraciones empleadas en el levantamiento artificial por gas*

##### 4.1.4.1. Circulación continua de gas (CGC)

(Boswell & Hacksma, 1997) llevaron a cabo una investigación de campo en la que propusieron un método para el control de carga de líquido en pozos de gas la “circulación continua de gas” (CGC). El sistema planteado consiste en emplear parte del gas que sale del pozo hacia las ventas e ingresarlo a un sistema de compresión como se presenta en la figura 17, para posteriormente dirigirlo hacia el espacio anular entre la tubería de producción y el revestimiento del pozo sin empaque en fondo, logrando así un incremento en la velocidad del gas, velocidad necesaria para elevar los líquidos hacia superficie y eliminar la carga hidrostática del pozo.

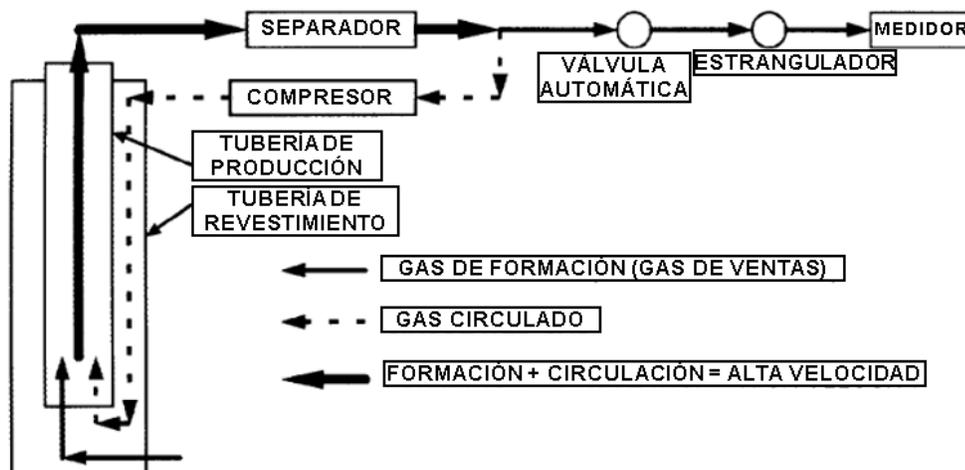
El sistema CGC se instaló de manera temporal en tres pozos del campo Ozona (Canyon Sand) a manera de prueba y se implementó de manera permanente en un pozo del campo SW Lipscomb (Cleveland Sand). En tres de los cuatro pozos donde se instaló el sistema, funcionó con éxito, dando

como resultado una mayor producción de gas, pozos donde antes de la instalación del sistema CGC se empleaba la tecnología de elevación por émbolo, sin embargo, en un pozo del campo Ozona se presentaron inconvenientes debido a una alta producción de condensado y una mala separación antes del ingreso del gas al compresor.

Por otra parte, se proponen dos configuraciones adicionales, como se muestra en la figura 18, donde se emplea la "Circulación continua de gas". Una configuración con dos compresores, donde uno tomará parte del gas después del separador para reinyectarlo por el espacio anular del pozo y el otro compresor se usará para descargar el resto de la producción en la línea de ventas. El segundo diseño consiste en instalar un compresor de manera convencional, donde parte de la descarga del gas se dirigirá hacia la inyección y el resto de la producción se entregará a la línea de ventas. Sin embargo, esta configuración sugiere un inconveniente, pues sería difícil controlar la tasa de circulación hacia el pozo al mismo tiempo que se dirige gas hacia la línea de ventas.

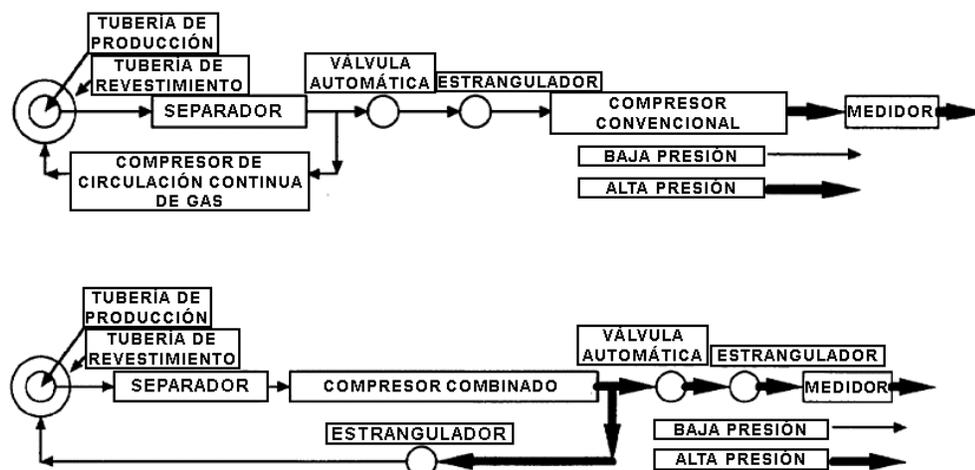
El sistema formulado presenta grandes ventajas en cuanto a la evacuación del líquido y la optimización en la producción de gas, ya que la producción puede ser igual o superior a la obtenida con sistemas de sarta de velocidad y levantamiento por émbolo. Además, este sistema es capaz de manejar pozos con producción de arena, y no existen restricciones en caso de intervenciones al pozo.

Figura 19. Circulación continua de gas.



Nota. Esquema aplicado en campo para el método de circulación continua de gas. Modificado de (Boswell & Hacksma, 1997).

Figura 20. Circulación de gas continua usando 2 compresores.



Nota. Configuraciones alternas de las propuestas CGC empleando dos compresores en el sistema.

Modificado de (Boswell & Hacksma, 1997).

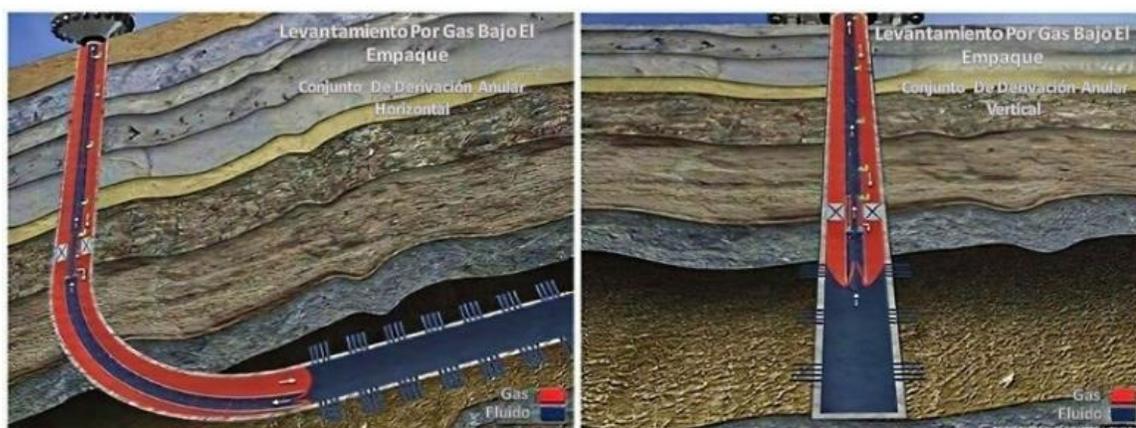
#### 4.1.4.2. Diseños empleados en perforaciones largas

Según (Polasek & Frost, 2012), cuando se perforan y completan pozos con largos intervalos de disparos, la carga de líquido y la acumulación en fondo ocurre como resultado de bajas velocidades bajo el empaque. Tras una recopilación bibliográfica de las diferentes configuraciones empleadas en el levantamiento artificial por gas óptimo para pozos verticales profundos y horizontales largos desviados, se tiene:

##### 4.1.4.2.1. Conjunto de derivación anular (ABA)

El ensamblaje de derivación anular es similar al levantamiento artificial convencional con una modificación en el empaque de fondo, lo que permite que una derivación de gas pase a través del empacador y llegue hasta el espacio anular comprendido entre la sarta de producción y la tubería de revestimiento. El sistema permite la producción óptima de pozos desviados y permite la inyección de químicos tanto por encima como por debajo del empaque. Las características de los pozos desviados los convierten en buenos candidatos para el sistema ABA, debido a que limitan la profundidad a la que se puede asentar un empaque.

**Figura 21 .Conjunto de derivación anular (ABA)**

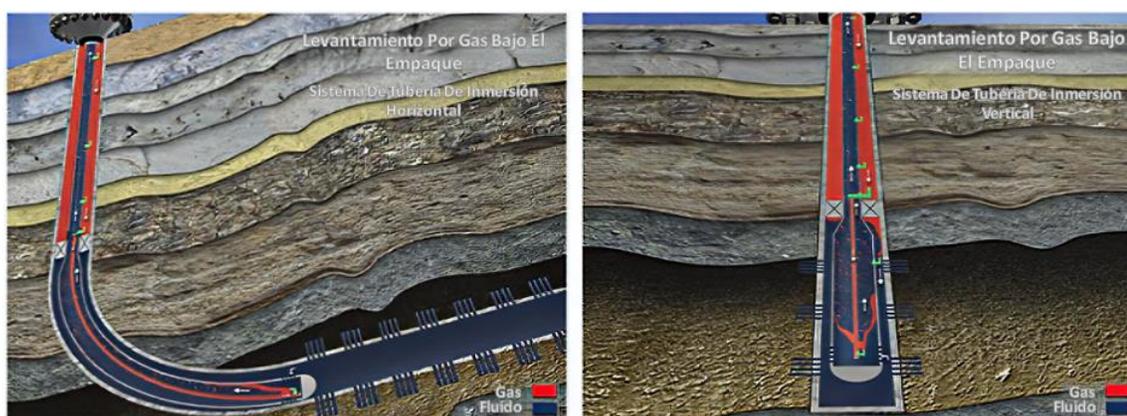


Nota. Derivación anular para inyección de gas en pozos verticales y horizontales. Modificada de (Polasek & Frost, 2012)

#### 4.1.4.2.2. *Tubo de inmersión*

Consiste en un método de elevación profunda que utiliza un adaptador de flujo cruzado y un mini pozo único debajo del obturador. El sistema permite una inyección de gas comprimido en la zona más profunda sin generar una contrapresión a la formación. Una instalación típica podría ser una tubería de 2 3/8" sobre el empaque, un adaptador de flujo cruzado con una tubería por debajo del empaque de 2 7/8" y una sarta de inyección interna de 1" o 1 1/4" dentro de la tubería que se encuentra por debajo del empaque. El gas comprimido viaja por el espacio anular entre la tubería de producción y el revestimiento, a través del adaptador de flujo cruzado y hacia la sarta de inyección. El gas de inyección sale de una válvula de levantamiento por gas en la parte inferior de la tubería de inyección, posteriormente este gas se mezcla con el líquido y gas producido contenido en el espacio anular entre la tubería de 2 7/8" y la tubería de inyección de 1".

**Figura 22.** *Tubo de inmersión*



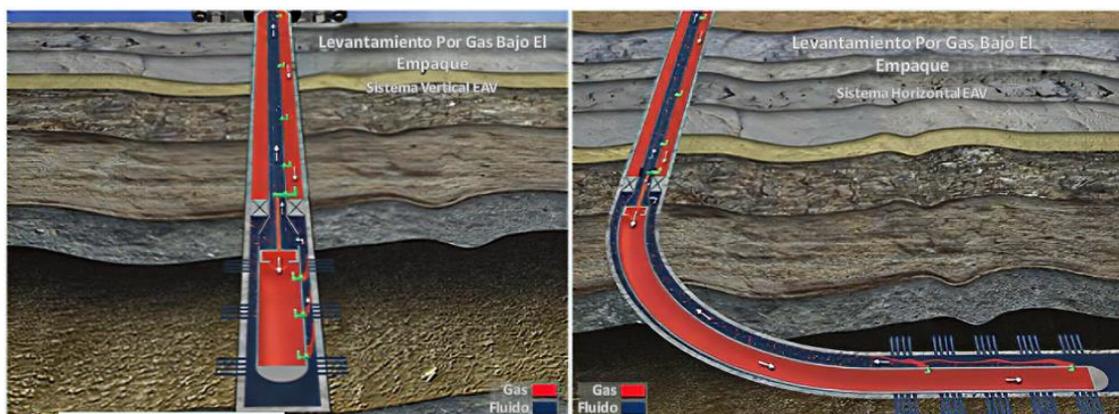
Nota. Tubería de inmersión para pozos horizontales y verticales. Modificado de (Polasek & Frost, 2012).

#### 4.1.4.2.3. *Velocidad anular mejorada (EAV)*

Este método emplea tuberías y válvulas de levantamiento artificial por gas sobre el empacador y una tubería de inyección con válvulas de levantamiento artificial internas por gas

por debajo. En el sistema, el gas fluye por el espacio anular llegando hasta el adaptador de flujo cruzado en el empaque, para luego pasar hasta la sarta de inyección debajo, que actúa como una tubería de almacenamiento de gas. Posteriormente, este gas sale por las válvulas hacia el espacio anular entre el pozo y la sarta de inyección, permitiendo que el líquido sea elevado por el espacio anular y llegue hasta el adaptador de flujo cruzado, para pasar hasta la tubería de producción. El sistema EAV es aplicable en cualquier pozo con un intervalo disparado horizontal o largo donde se necesita un punto de levantamiento por debajo del empacador.

**Figura 23.** *Velocidad anular mejorada (EAV)*

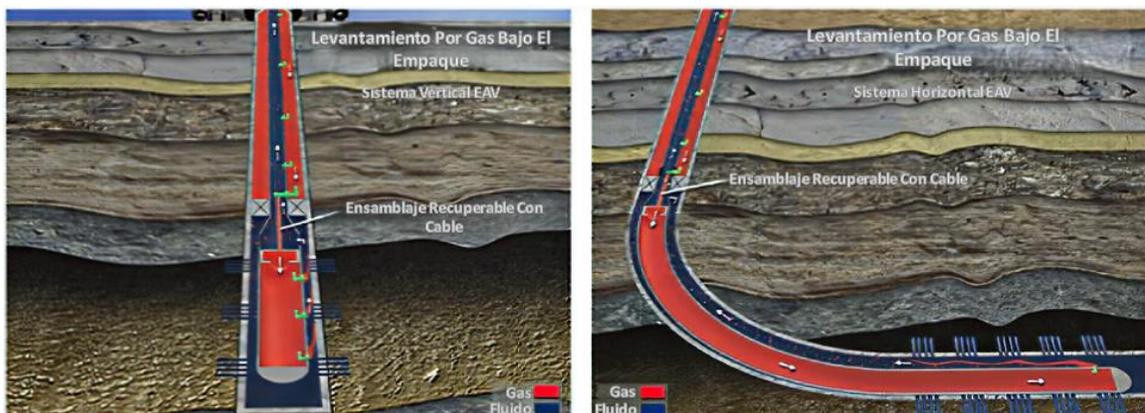


Nota. Levantamiento por gas bajo el empaque. Modificada de (Polasek & Frost, 2012).

#### 4.1.4.2.4. *Maraton AVE*

El sistema Maratón AVE permite la inyección de gas a través de una sarta de inyección debajo del empaque, similar al sistema EAV, pero ofrece la ventaja de ser recuperable con cable, así como el conjunto del adaptador de flujo cruzado y todas las válvulas de levantamiento artificial por gas, ya sea por encima o por debajo del empaque.

**Figura 24. Maratón AVE**

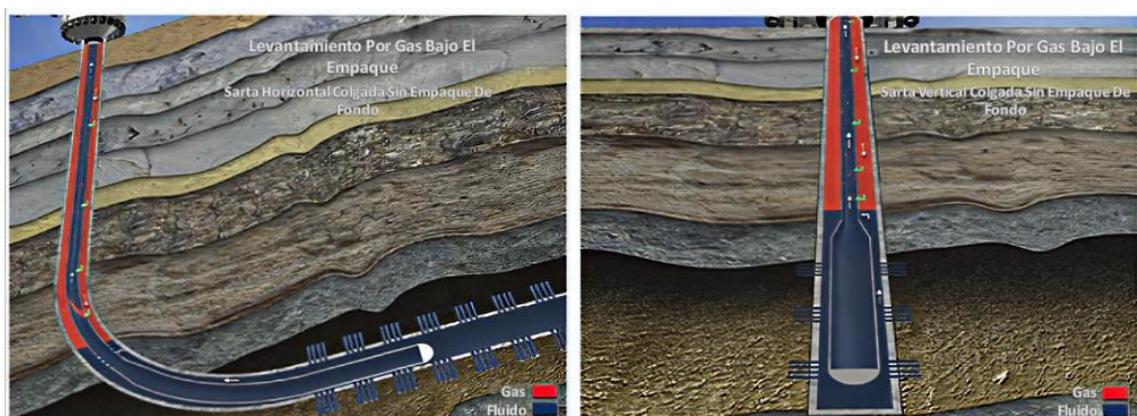


Nota. Sistema Maratón AVE aplicado a pozos verticales y horizontales. Modificado de (Polasek & Frost, 2012).

#### 4.1.4.2.5. Sarta Muerta

Esta configuración se puede emplear con o sin un empaque. La instalación consta de tubería de producción y válvulas de levantamiento artificial por gas sobre un sub de flujo cruzado ranurado y una sarta muerta debajo. El gas y el líquido producido ingresan con una velocidad adecuada a través de la zona ranurada en el anular, pasando hacia la tubería de producción.

**Figura 25. Sarta Muerta**



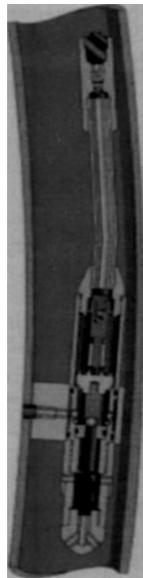
Nota. Modificado de (Polasek & Frost, 2012).

#### 4.1.5. Tubería Flexible

Los sistemas de elevación por gas suponen un alto valor en su implementación. Por lo tanto, los proveedores de tubería flexible han desarrollado sistemas de elevación por gas en tuberías flexibles con el objetivo de reducir costos y mejorar la versatilidad. Estos sistemas proporcionan conjuntos completos de fondo de pozo que pueden ser instalados en tuberías de revestimiento de diámetro reducido o incluso en tuberías de producción. Al implementar el sistema, es posible reducir gastos iniciales con terminaciones sin equipo de perforación y menores tiempos de instalación.

La tubería flexible de diámetro reducido también puede mejorar la eficiencia del proceso de elevación al reducir el área de la tubería, pero a costa de la fricción adicional determinada por el área de flujo transversal más pequeña.

**Figura 26.** Sistema de elevación por gas con tubería flexible



Nota. Vista de cerca de válvulas de elevación por gas con tubería flexible. Modificado de (Lea et al., 2008c).

Un ejemplo de implementación de este sistema de elevación por gas con tubería flexible lo presentan (Almeyda et al., 2018). En este estudio se muestra el desarrollo de un piloto de Levantamiento Artificial por Gas con Tubería Flexible (CTGL) por sus siglas en inglés, en un yacimiento con fluidos composicionales en el noreste de Colombia. El estudio abarca desde el diseño del piloto hasta su operación, con el objetivo de reactivar pozos con alta producción de agua y muy baja relación gas-líquido.

El modelo propuesto y ejecutado a finales de 2015 (CTGL), por primera vez en el mundo, constaba de una tubería flexible de 1 3/8" a 2" llevada a más de 12.000 ft. Se utilizó en pozos con tubería de producción 5 1/2" o 7", la tubería flexible (TF) estaba equipada con 2 válvulas de retención de doble aleta para evitar el reflujos del pozo hacia la tubería flexible.

La tubería flexible se cuelga por encima de la cabeza del pozo en el árbol de válvulas con un cuello de pesca, lo que permita la recuperación segura de la sarta de TF cuando fuera necesario. Al quedar colgada la tubería flexible las válvulas de cierre quedan totalmente inhabilitadas, por lo tanto, se hacía necesaria la implementación de una válvula accionada hidráulicamente en la parte superior para cerrar el flujo del fluido de inyección.

A partir de un análisis nodal, se determinaron los pozos como posibles candidatos para la implementación de la tecnología, así como el punto óptimo de inyección, la tasa y la presión requerida para levantar la columna hidrostática. La inyección de gas se realizaba a través de la sarta de tubería flexible y se produce por el espacio anular comprendido entre la tubería de producción y la tubería flexible.

Como resultado, se obtuvo que la implementación de la tecnología permitió recuperar una producción perdida en 3 pozos piloto, demostrando que la tecnología implementada puede ser una alternativa de bajo costo para producir pozos que han reducido considerablemente su producción o incluso que se encuentren sin producción. Además, se encontró que debido a la producción de CO<sub>2</sub> a altas temperaturas del líquido producido, podrían surgir problemas de corrosión en la parte superior de la sarta

de TF en la zona exterior de ésta. Por lo tanto, se debe evaluar una posible modificación para mitigar estos inconvenientes de corrosión.

#### *4.1.6. Sistema de levantamiento artificial digital inteligente (DIAL)*

Tras constantes investigaciones para desarrollar y mejorar los sistemas de elevación por gas surgen nuevas propuestas como la de (Al Qahtani et al., 2021). En su estudio presentaron un diseño optimizado de levantamiento artificial por gas, mediante el uso de válvulas inteligentes para el campo Khafji, donde se empleó el sistema de levantamiento artificial digital inteligente (DIAL) por sus siglas en inglés.

El sistema optimiza la producción reduciendo las intervenciones a pozo debido a que las válvulas DIAL constan con hasta 6 orificios de inyección independientes. Además, este sistema se controla completamente desde superficie, permitiendo una apertura o cierre de las válvulas de manera remota. También le permite al operador disminuir o incrementar la tasa de inyección de acuerdo con los requerimientos del pozo. Dado que las unidades DIAL se controlan de manera digital, su apertura o cierre no se ven afectadas por los cambios de presión o temperatura del fondo del pozo, el sistema está equipado con una serie de sensores de temperatura y presión que facilitan la obtención de datos en tiempo real del gradiente de presión y temperatura del pozo cuando este se encuentra en flujo.

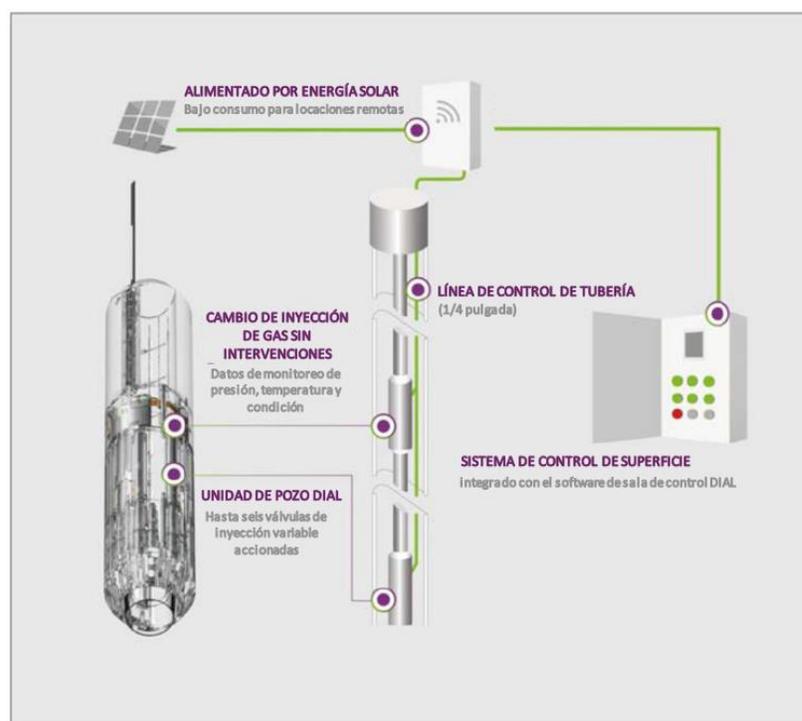
El sistema se propuso para un pozo denominado X1, donde se realizó una comparación del sistema de levantamiento artificial por gas convencional con válvulas de bolsillo y el sistema equipado con unidades DIAL. La conclusión a la que se llegó fue que el sistema DIAL permite un incremento ligeramente mayor en la producción debido a la profundidad a la que se puede instalar. Además, se obtendrían beneficios en términos de optimización de producción, ya que se evitarían las intervenciones al pozo que se realizan en el sistema convencional para hacer cambio de los mandriles en caso de requerir una mayor

tasa de inyección. Todo esto se traduce en menores costos operativos y evita la pérdida de días de producción del pozo.

El sistema de levantamiento artificial digital por gas mejora de manera notable el control de la producción de un pozo. Permite realizar los ajustes de manera remota y proporciona un monitoreo constante de las condiciones del pozo. Esto resulta en una disminución de costos de intervención y en la reducción de riesgos asociados a la operación. Además, al aplicar el sistema a los diferentes pozos existentes en un campo, se pueden potenciar de tal manera que la tasa de inyección para cada pozo se ajuste de forma que se obtenga un caudal de hidrocarburo deseado.

Este enfoque también permite gestionar de manera más eficiente, variables como la disponibilidad del gas de inyección, optimizando este recurso en pozos de mayor producción en caso de que se presente una disminución de suministro o un fallo en el sistema de compresión.

**Figura 27.** *Arquitectura del sistema DIAL*



Nota. Partes que componen un sistema DIAL. Modificado de (Al Qahtani et al., 2021).

#### 4.2. Tabla comparativa de ventajas y desventajas para las diferentes tecnologías de elevación por gas

En la siguiente tabla se resumen ventajas y desventajas de cada tecnología, su utilidad en casos particulares, rangos operativos en los cuales puede emplearse la tecnología y algunas consideraciones.

**Tabla 2.** *Ventajas y desventajas de las diferentes tecnologías existentes en el método de elevación por gas.*

<b>Variaciones en la tecnología</b>	<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>	<b>Consideraciones</b>
<b>Circulación continua de gas (CGC)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-No se emplean válvulas de inyección</li> <li>-Manejo de producción con arena</li> <li>-Sin restricciones al momento de realizar intervenciones en pozo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Emplea un gran volumen de gas</li> <li>- Aplicable a pozos sin empaque de fondo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En una de las configuraciones propuestas se deben emplear dos compresores</li> </ul>
<b>Conjunto de derivación anular (ABA)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se puede realizar inyección de gas bajo el empaque de fondo</li> <li>- Aplicable en pozos desviados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>-Su instalación incluye un conjunto de derivación para inyectar gas bajo el empaque</li> <li>-Dificultades al momento de realizar intervenciones</li> <li>- Es necesario realizar un nuevo completamiento con la nueva sarta de elevación por gas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flujo de gas para un óptimo funcionamiento 400Mcf/d</li> <li>- Adecuado para volúmenes de líquido producido menor a 500 Bbl/d</li> </ul>
<b>Tubo de inmersión</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inyección de gas en zona cercana a los perforados</li> <li>- No genera una contrapresión en la formación</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- La instalación incluye un adaptador de flujo cruzado y un mini pozo que dificultan una intervención al pozo</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flujo de gas para un óptimo funcionamiento 800 – 1000+ Mcfd</li> <li>- Adecuado para volúmenes de líquido producido mayores a 500 Bbl/d.</li> </ul>

Variaciones en la tecnología	Ventajas	Desventajas	Consideraciones
<b>Velocidad anular mejorada (EAV)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Inyección de gas cerca de las zonas perforadas más bajas.</li> <li>- Sarta de inyección de gas bajo el empaque.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dificultad para una intervención a pozo.</li> <li>- Sarta de inyección no recuperable con línea de acero.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flujo de gas para un óptimo funcionamiento 800 – 1000+ Mcfd.</li> <li>-Adecuado para volúmenes de líquido producido menor a 500 Bbl/d.</li> </ul>
<b>Maratón (AVE)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Similar al equipo EAV, pero el equipo de flujo cruzado y todas sus válvulas pueden ser recuperadas con línea de acero.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- En la zona del adaptador de flujo cruzado se reduce el área de flujo.</li> <li>- Dificultad para una intervención a pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flujo de gas para un óptimo funcionamiento 800 – 1000+ Mcfd.</li> <li>-Adecuado para volúmenes de líquido producido menor a 500 Bbl/d.</li> </ul>
<b>Sarta Muerta</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se puede instalar con o sin empaque de fondo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Dificultad para una intervención a pozo.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Flujo de gas para un óptimo funcionamiento 800 – 1000+ Mcfd.</li> <li>-Adecuado para volúmenes de líquido producido mayores a 500 Bbl/d.</li> </ul>
<b>Tubería flexible</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reducidos costos de implementación.</li> <li>- Su instalación se puede realizar sin una modificación en la sarta de producción.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reducción en el área de flujo en la sarta de producción.</li> <li>- La reducción del área transversal de la tubería podría dificultar el acceso al pozo en caso de una intervención.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se debe realizar la instalación de válvulas para control de flujo sobre el árbol de válvulas, ya que la tubería flexible instalada inhabilita las válvulas existentes.</li> </ul>
<b>Sistema de levantamiento artificial digital inteligente (DIAL)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Control optimizado de flujo de inyección de gas.</li> <li>- Válvulas de inyección variables.</li> <li>- Sensores de presión, temperatura y flujo en fondo.</li> <li>- Monitoreo y control desde superficie</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Alto coste de implementación por su tecnología.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Tecnología reciente.</li> </ul>

Nota. Tabla comparativa creada a partir de la información recopilada.

## 5. SELECCIÓN DE PUNTOS DE ANÁLISIS A PARTIR DEL HISTORIAL DE PRODUCCIÓN Y CALIBRACIÓN DE SIMULADOR

En el actual capítulo, se presentará la selección de datos tomados a partir de los historiales de producción de cada uno de los pozos para la posterior calibración y análisis en el simulador.

Para la calibración de los pozos en el simulador, se empleará el estado mecánico que se encuentre operativo en el tiempo para el cual se emplean los datos de producción. Una vez completada la calibración, se mostrará el comportamiento particular de cada pozo con sus casos respectivos.

### 5.1. Elección de pozos para estudio

Para la selección de los pozos, se consideraron aquellos que experimentaron un incremento significativo en la producción de agua en un periodo de tiempo, que presenten problemas de acumulación de líquido en fondo y para los cuales se dispone de información suficiente para su caracterización y análisis en el software.

### 5.2. Selección de los puntos de análisis en cada pozo

En el proceso de identificación de datos para el análisis, se empleó el historial de cada pozo y se aplicaron criterios de selección que incluyeron:

- Elegir un período de tiempo donde se tuviese un aumento progresivo en la producción de agua.
- Asegurarse de que durante el rango de tiempo seleccionado para el análisis no se presenten modificaciones en el estado mecánico del pozo.
- Confirmar que no se hubiesen realizado intervenciones en el pozo durante el período de tiempo seleccionado.

Para cada pozo, se tomaron tres casos dentro del rango de tiempo elegido, donde su aporte de agua incrementaba para cada caso.

### 5.3. Filtrado de datos para calibración en software

En la selección de los datos de producción para cada caso, se tuvo en cuenta que el software requiere una muestra de datos. Se prefirió tomar un rango de días en los cuales la producción del pozo sea relativamente estable para que la calibración del modelo en el software se asemeje lo más posible al comportamiento real.

### 5.4. Pozos estudiados.

Los pozos empleados para el estudio corresponden a pozos con características similares en cuanto a su producción. La composición del gas es semejante por tratarse de pozos de gas seco y adicionalmente, presentan problemas similares de carga de líquido.

#### 5.4.1. *Pozo X1*

El pozo X1 corresponde a un pozo cuya producción de gas se había mantenido sin un aporte significativo de agua en sus primeros años de producción. Sin embargo, repentinamente se observó un volumen de agua reportado alto y continuó incrementando en los meses posteriores al aporte inicial.

##### 5.4.1.1. Estado mecánico del pozo.

En la siguiente tabla se muestra la descripción del estado mecánico del pozo X1, del cual se emplearon partes generales que pueden ser cargadas para el diseño en el software.

**Tabla 3.** Descripción del estado mecánico del pozo X1.

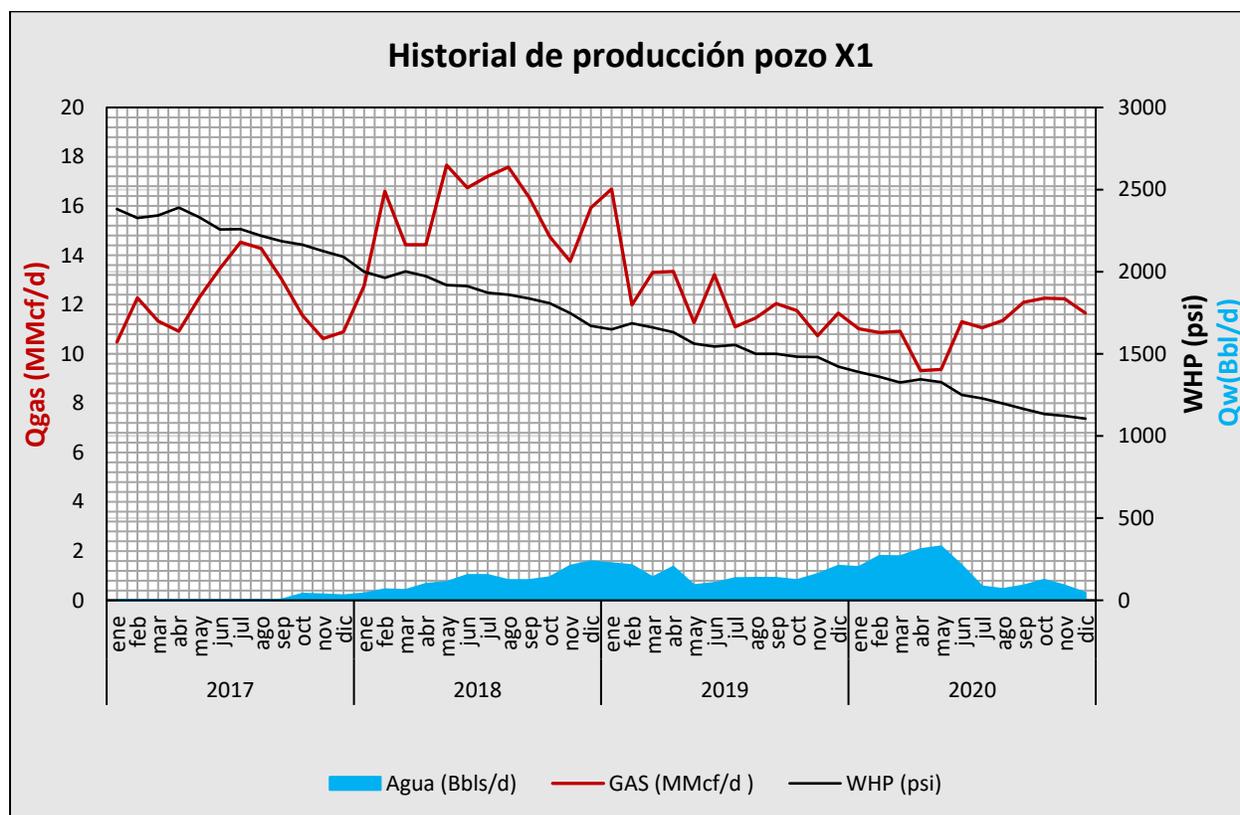
REVESTIMIENTOS						
Revestimiento	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Longitud (ft)
Superficie	9 5/8"	43,5	N-80	0	983	983
Fondo	7"	26,23	N-80	0	8676	8676
INTERVALOS CAÑONEADOS						
Fecha	Tiros por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo de carga	Condición	Intervalos (ft)
14/08/2010	5	7676	7692	Super Deep Penetration Charge	Activo	16
14/08/2010	5	7716	7732	Super Deep Penetration Charge	Activo	16
14/08/2010	5	7743	7754	Super Deep Penetration Charge	Activo	11
14/08/2010	5	7782	7790	Super Deep Penetration Charge	Activo	8
14/08/2010	5	7862	7870	Super Deep Penetration Charge	Activo	8
14/08/2010	5	8122	8136	Super Deep Penetration Charge	Activo	14
21/09/2016	5	8013	8045	Super Deep Penetration Charge	Activo	32
SARTA DE PRODUCCIÓN						
Descripción				Longitud (ft)	Desde	Hasta
DRM				20	0	20
Tubing hanger 7 1/16"x3 1/2" EUE				0,45	20	20,45
XO 3 1/2" Pin TSHB x 3 1/2" EUE				0,35	20,45	20,8
26 jts tubing 3 1/2" TSHB 9.2#				818,18	20,8	838,98
WellStart TRSV 3 1/2" x 2.813" X9 Cr Nitrile Rubber TSHB 5.2" OD				4,73	838,98	843,71
211 jts tubing 3 1/2" TSB 9.2#				6616,79	843,71	7460,5
Dura Sleeve Sliding Side Door 3 1/2" x 2.75" X9 Cr-1Mo TSHB				3,96	7460,5	7664,46
1 jt tubing 3 1/2" 9.2# TSB				31,49	7664,46	7495,95
XO 3 1/2" Pin Van Top x 3 1/2" TSHB box				1,06	7495,95	7497,01
PHL Hydraulic-Set Oerma- Lach Retriable Packer 7" 23-29 #3 1/2" w/XO Vam Top X TSHB				4,14	7497,01	7505,15
1 jt tubing 3 1/2" 9.2# TSB				31,6	7505,15	7532,75
Landing nipple Bottom No-Go 2.75" XN x 3 1/2" TSHB x EUE				1,52	7532,75	7534,27
1 Pup joint 3 1/2" 9.3# EUE				8,12	7534,27	7542,39
Wire Line Re-Entry Guide 3 1/2" EUE				0,5	7542,39	7542,89

Nota. Tabla creada a partir de la información suministrada por el director.

#### 5.4.1.2. Historial de producción en el rango evaluado para el pozo.

El rango de historial empleado para el análisis del pozo X1, se tomó entre los años 2017 y 2020, debido a que se presentaba un aporte inicial de agua nulo y que posteriormente se reportó un volumen considerable que siguió incrementando en los meses siguientes, adicionalmente en el periodo seleccionado no presentaba modificaciones del estado mecánico.

**Figura 28.** Historial de producción empleado para el análisis del pozo X1.



Nota. Gráfico creado a partir de información suministrada por el director.

#### 5.4.1.3. Selección de datos para análisis del pozo.

La selección de datos para el pozo X1 se realizó en un amplio rango de historial, por lo que los casos pudieron ser tomados de diferentes años de producción, buscando espacios de tiempo donde esta producción sea relativamente estable tanto en el caudal de gas como en el de agua.

**Tabla 4.** Casos de análisis para el pozo X1 y datos para calibración del modelo.

Caso	Fecha	Qg (MMcf/d)	Qg_prom (MMcf/d)	WHP (psi)	Qw (Bbls/d)	WGR (Bbls/MMscf)	WGR Prom (Bbls/MMscf)	Pwf (psi)	Pyac (psi)
1	9/07/2017	15,686		2270	1,92	0,12		2987	
	10/07/2017	15,685	15,652	2270	1,88	0,12	0,12	2987	2991
	11/07/2017	15,585		2271	1,90	0,12		2988	
2	27/10/2018	13,637		1790	158,00	11,59		2493	
	28/10/2018	13,682	13,549	1789	159,00	11,62	11,74	2492	2684
	29/10/2018	13,329		1795	160,00	12,00		2498	
3	7/05/2020	7,755		1373	315,65	40,70		2136	
	8/05/2020	7,745	7,742	1373	313,11	40,43	40,64	2136	2326
	9/05/2020	7,724		1374	314,99	40,78		2137	

Nota. Tabla creada a partir del historial de producción proporcionado por el director.

#### 5.4.1.4. Calibración en software y análisis de comportamientos.

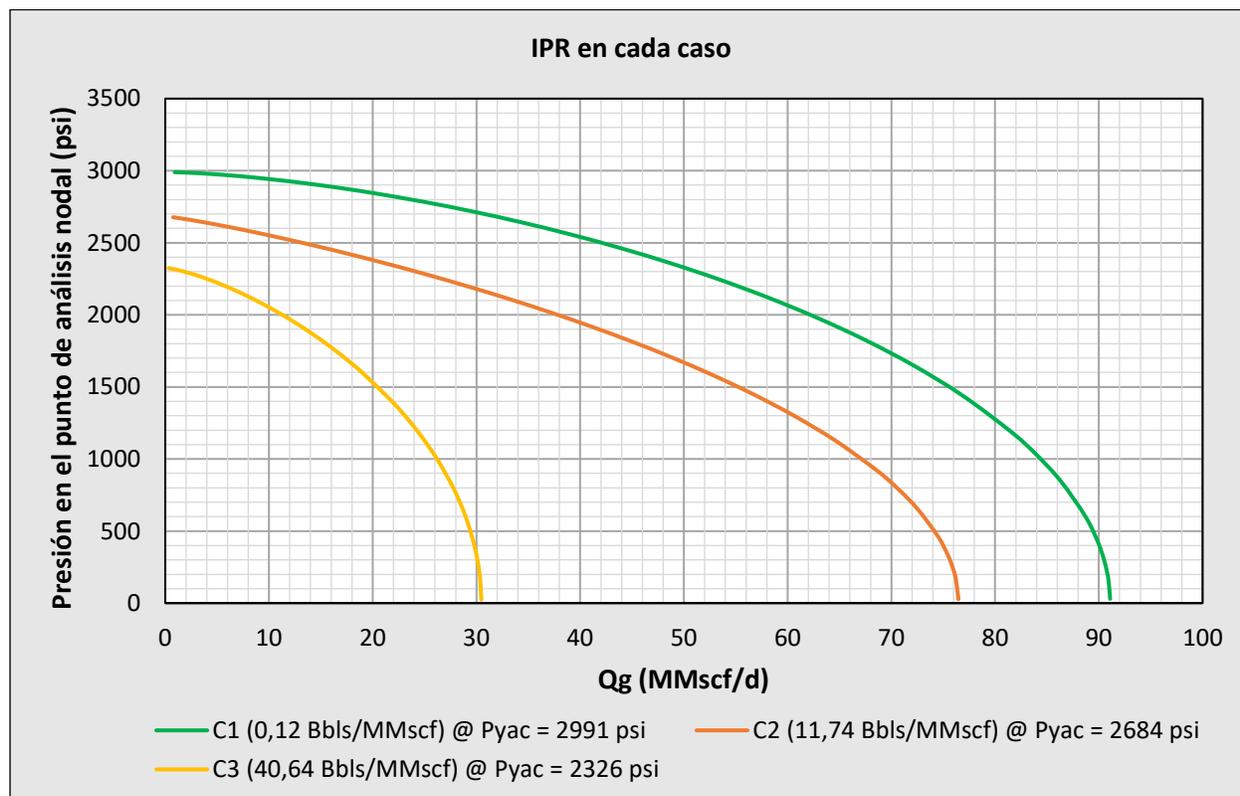
La calibración del pozo en el software permite observar comportamientos utilizando los diversos datos necesarios para ello. Se pueden comparar los diferentes comportamientos en cada uno de los casos, en donde se miran variables importantes tales como:

##### 5.4.1.4.1. (IPR) Curva de capacidad de entrega del pozo.

Como se puede apreciar en la curva de comportamiento del pozo en la Figura 31, esta disminuye en cada caso. Esto se debe a la reducción progresiva de la presión de yacimiento y el incremento en la producción de agua. La presión de yacimiento pasa de 2991 psi en el primer caso a 2684 psi en el caso 2 y

posteriormente a 2326 psi en el tercer caso. Por lo tanto, el potencial de producción del pozo disminuye en cada caso, lo cual es claramente evidente en la gráfica.

**Figura 29.** Evolución de cada IPR en los casos planteados

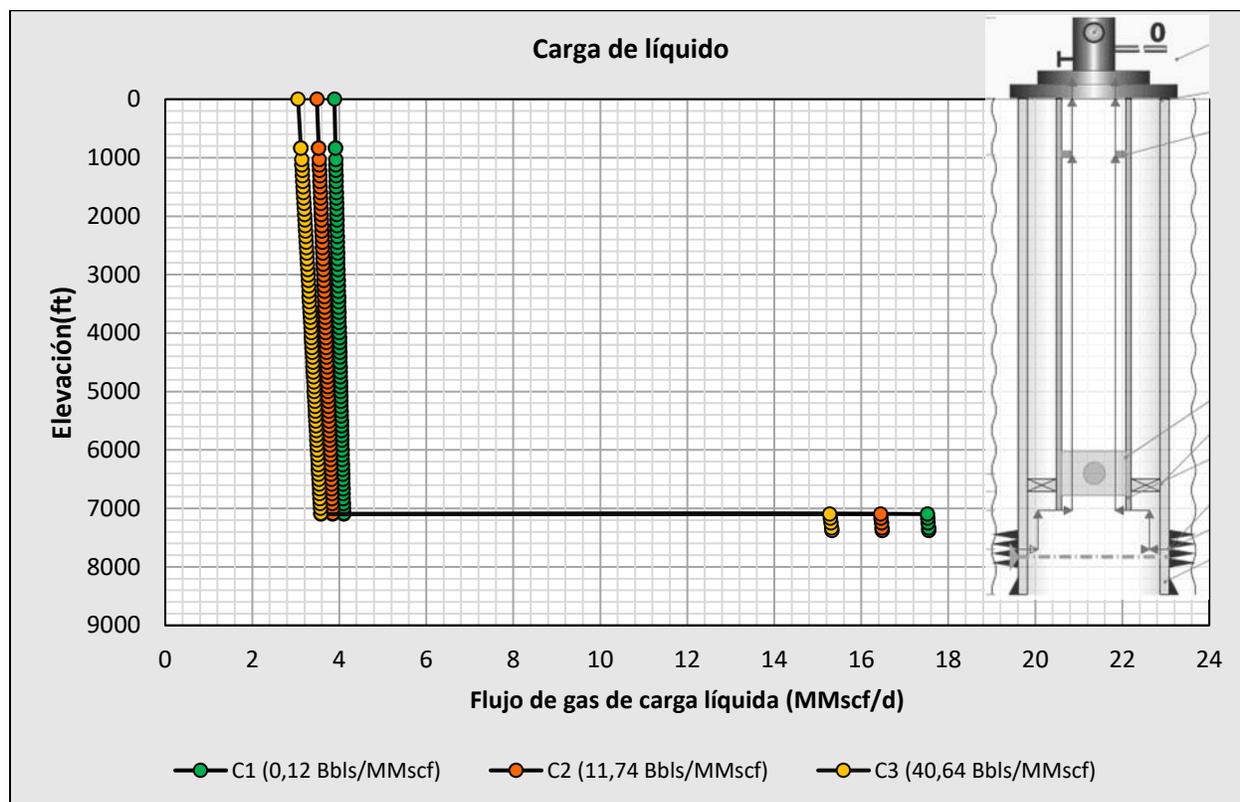


Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

#### 5.4.1.4.2. Carga de líquido.

El flujo de gas necesario para evacuar el líquido en cada zona de la tubería se muestra en la Figura 32. En esta figura, se puede apreciar que se requiere un mayor flujo de gas cuando el fluido se encuentra en la zona de mayor área transversal. Esta área corresponde a la sección que se encuentra ubicada por debajo de la tubería de producción en la zona del completamiento. Sin embargo, una vez el fluido ingresa a la tubería de producción, el flujo necesario para elevar el agua producida se reduce sustancialmente.

**Figura 30.** Flujo de gas necesario para eliminar el líquido en el trayecto completamiento-superficie.

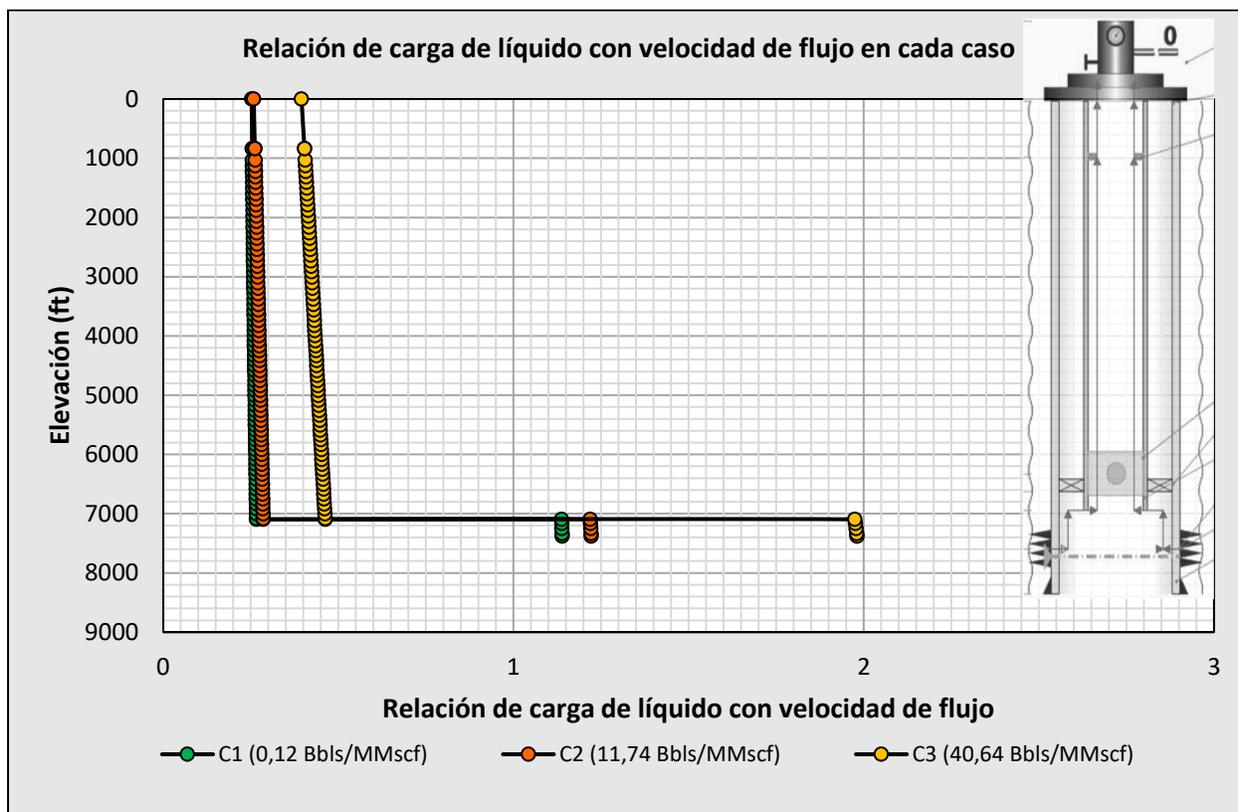


Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

#### 5.4.1.4.3. Relación de carga de líquido con velocidad de flujo en cada caso.

Esta relación se encuentra directamente relacionada con el análisis de la Figura 30. La relación indicada en la Figura 31 es un valor que proporciona una señal sobre la posible acumulación de líquido en el pozo. Cuando el valor se aleja de uno (1), indica un posible riesgo de acumulación de líquido, mientras que, si el valor se encuentra cerca de uno o por debajo de este, no existe un riesgo de acumulación de líquido. Por lo tanto, de acuerdo con esto, el caso número 3 es el que presenta un mayor riesgo de acumulación de líquido, en particular en la zona del completamiento por debajo de la tubería de producción.

**Figura 31.** Relación empleada para determinar si existe riesgo de carga de líquido.

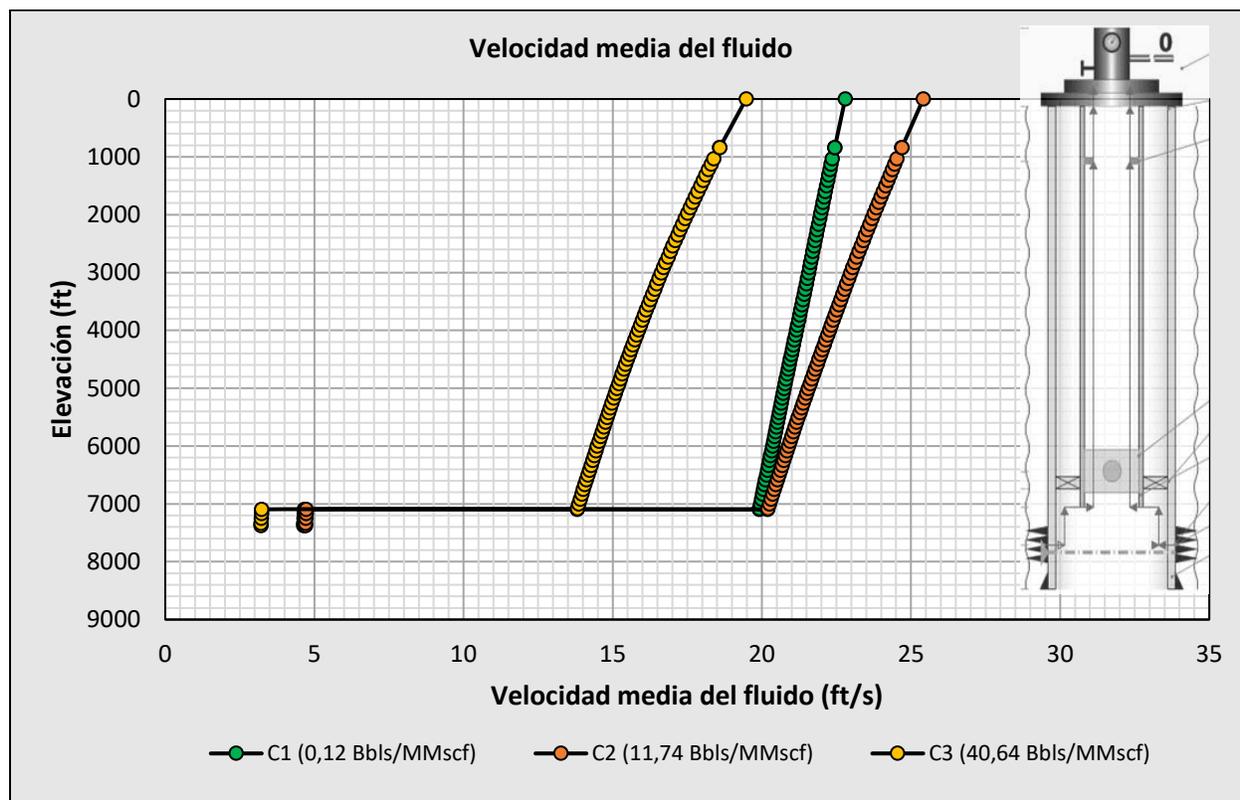


Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

#### 5.4.1.4.4. Velocidad media del fluido en el pozo.

En la Figura 32, se puede observar la velocidad que adquiere el fluido a lo largo de tubería del pozo. La figura muestra una baja velocidad cuando el fluido se encuentra en la zona con mayor área transversal de flujo, la velocidad del fluido incrementa rápidamente cuando ingresa a la tubería de producción, velocidad que continúa aumentando hasta llegar a superficie. Se puede notar como en el caso 3, la velocidad del fluido es menor que en los otros casos, esto podría deberse a una mayor cantidad de agua en la corriente del fluido y a un caudal de gas más bajo, aunque esto no es acorde en los casos 1 y 2, hay que tener en cuenta que la velocidad del fluido en este caso es la suma de la velocidad del gas y del líquido. Por lo tanto, en estos casos, el resultado puede desviarse de un comportamiento aparentemente obvio.

**Figura 32.** Velocidad promedio del fluido desde el fondo del pozo hasta superficie.

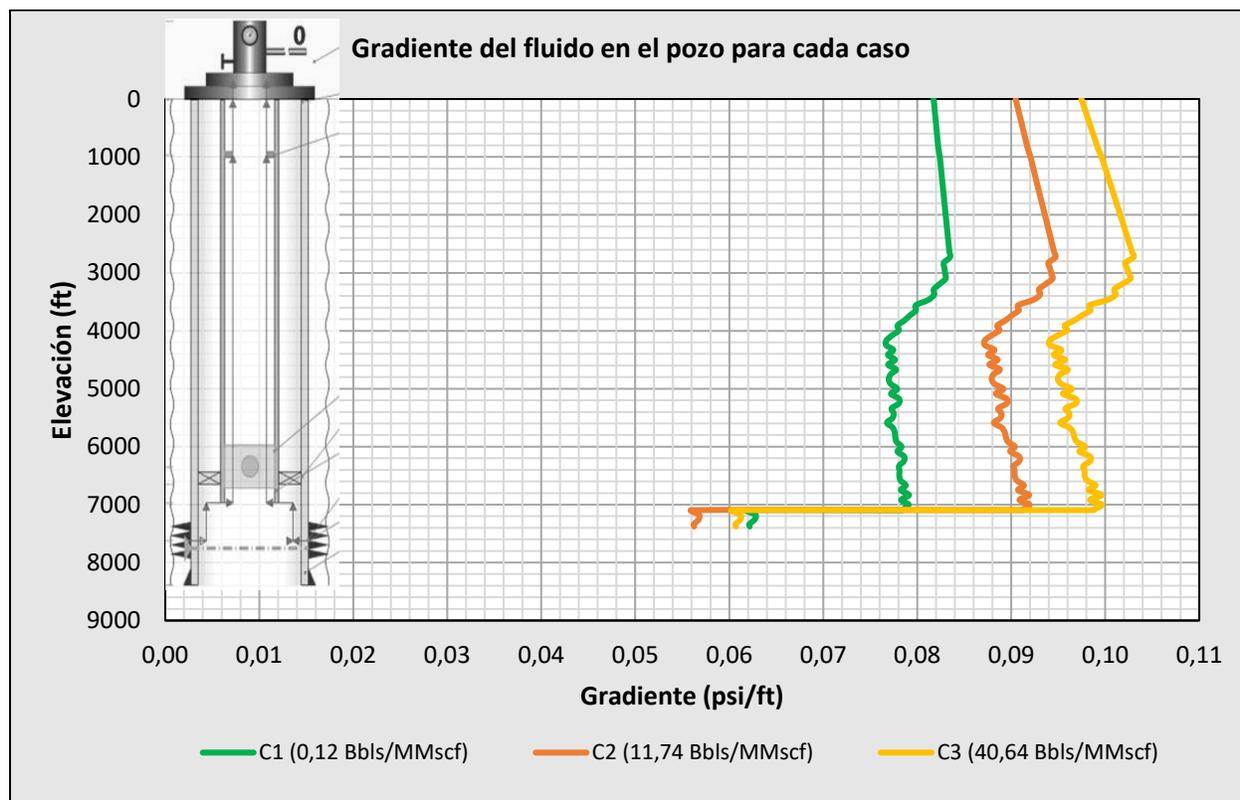


Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

#### 5.4.1.4.5. Gradientes de fluido en cada caso.

En la Figura 35 se muestra el comportamiento del gradiente del fluido en cada caso, notándose un claro incremento en este cuando el valor de agua aumenta. Sin embargo, el comportamiento es más evidente en la sección de la tubería de producción. Cuando el fluido se encuentra en la zona del completamiento antes de ingresar a la tubería de producción, el gradiente actúa de forma diferente. Esto se debe a la cantidad de agua y el flujo de gas aportados por el pozo en la zona del completamiento, lo que influye en el comportamiento del gradiente en esa sección específica.

**Figura 33.** Gradientes del fluido en el pozo para cada caso.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

#### 5.4.2. Pozo X2

El pozo X2 corresponde a un pozo cuya producción se había mantenido sin un aporte significativo de agua por varios años. Sin embargo, de repente el volumen de agua producido comenzó a incrementar sustancialmente.

##### 5.4.2.1. Estado mecánico del pozo.

En la siguiente tabla se muestra la descripción del estado mecánico del pozo X2, del cual se utilizaron partes principales que pueden cargarse para el diseño en el software.

**Tabla 5.** Descripción del estado mecánico del pozo X2.

REVESTIMIENTOS						
Revestimiento	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope(ft)	Zapato(ft)	Longitud (ft)
Superficie	9 5/8"	43,5	N-80	0	986	986
Fondo	7"	26,23	N-80	0	8494	8494
INTERVALOS CAÑONEADOS						
Fecha	Tiros por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo de carga	Condición	Intervalos (ft)
9/10/2011	5	7606	7624	TCP Tipo Millenium	Abierto	18
9/10/2011	5	7652	7660	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
9/10/2011	5	7668	7676	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
9/10/2011	5	7710	7723	TCP Tipo Millenium	Abierto	13
9/10/2011	5	7762	7768	TCP Tipo Millenium	Abierto	6
9/10/2011	5	7782	7790	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
10/10/2011	5	7824	7828	TCP Tipo Millenium	Abierto	4
10/10/2011	5	7840	7856	TCP Tipo Millenium	Abierto	16
10/10/2011	5	7885	7896	TCP Tipo Millenium	Abierto	11
10/10/2011	5	8021	8029	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
10/10/2011	5	8048	8056	TCP Tipo Millenium	Abierto	8
10/10/2011	5	8067	8076	TCP Tipo Millenium	Abierto	9
11/10/2011	5	8124	8140	TCP Tipo Millenium	Abierto	16
13/10/2016	5	7527	7534	Maxforce Charges	Abierto	7
13/10/2016	5	7566	7573	Maxforce Charges	Abierto	7
13/10/2016	5	7917	7925	Maxforce Charges	Abierto	8
13/10/2016	5	7932	7936	Maxforce Charges	Abierto	4
13/10/2016	5	7950	7958	Maxforce Charges	Abierto	8
13/10/2016	5	8001	8007	Maxforce Charges	Abierto	6
SARTA DE PRODUCCIÓN						
Descripción				Longitud (ft)	Desde	Hasta
Elevación Mesa Rotaria				22	0	22
Tubing hanger				0,45	22	22,45
Tubing 3-1/2" TSHB				23,58	22,45	46
3 Spacing pup joint 3-1/2" (10.73ft + 4.75ft + 8.1ft)				29,79	46	75,8
Tubing 3-1/2" TSHB				859,44	75,8	935,3
X-over 3-1/2" vamtop pin x 3-1/2" TSHB Box				5,23	935,3	940,5
Security valve				4,04	940,5	944,5
X-over 3-1/2" vamtop pin x 3-1/2" TSHB Pin				5,23	944,5	949,8
207 jt Tubing 3 1/2" TSHB				6344,13	949,8	7293,9
camisa de circulación 2,81"				3,64	7293,9	7297,5

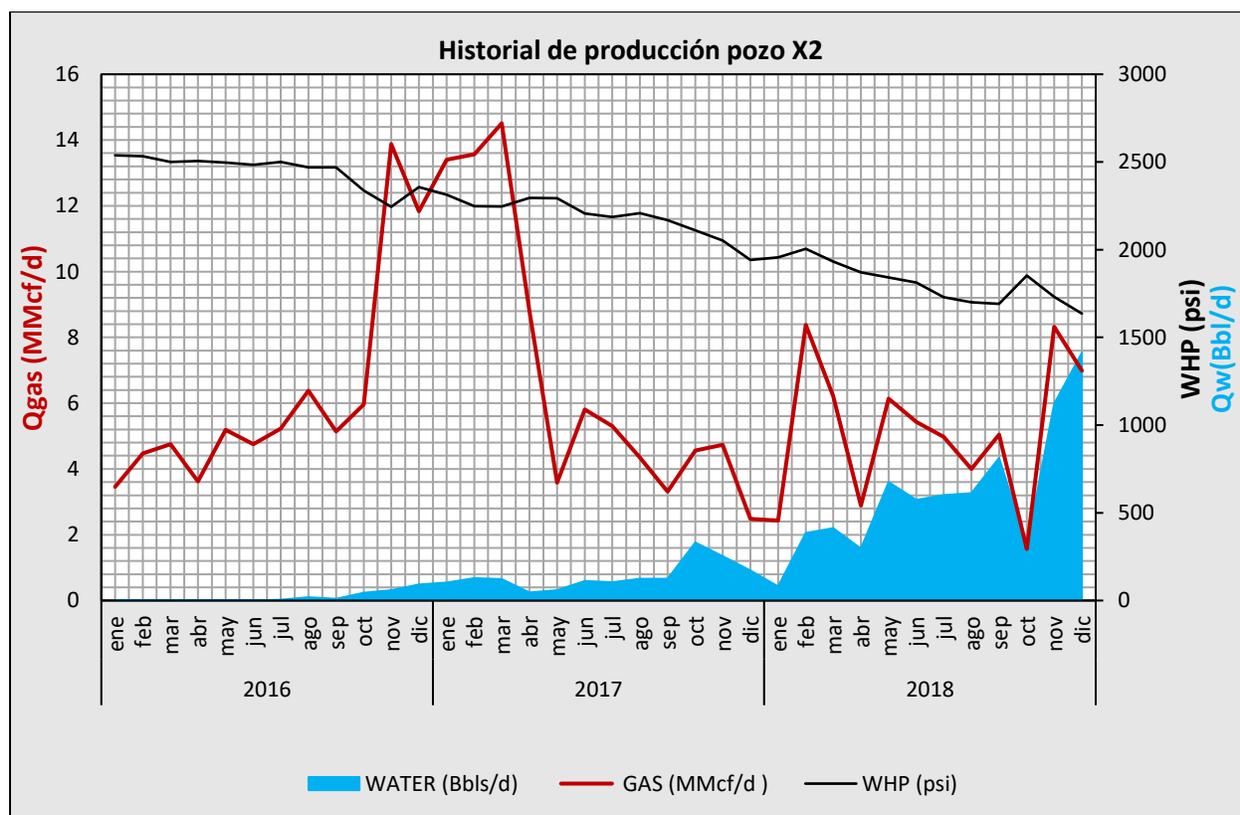
Packer 7" centro de gomas 7300.48ft	9,4	7297,5	7306,9
Tubing 3-1/2" TSHB	4,13	7306,9	7311,1
Landing Nipple 2.81 "x" perfil	1,09	7311,1	7312,2
Tubing 3-1/2" TSHB	10,1	7312,2	7322,3
Landing Nipple 2.75" "XN" perfil	1,25	7322,3	7323,5
Tubing 3-1/2" TSHB	4,13	7323,5	7327,6
Entry guide	0,96	7327,6	7328,6

Nota. Tabla creada a partir de información suministrada por el director.

#### 5.4.2.2. Historial de producción en el rango evaluado para el pozo.

Para el pozo X2 se tomó un rango de datos de producción comprendido entre los años 2016 y 2018, pues en este rango el pozo tenía una producción de agua muy baja en el año 2016, pero que rápidamente se incrementó a valores muy altos en los siguientes 2 años.

**Figura 34.** Historial de producción tomado para el análisis del pozo X2.



Nota. Gráfico creado a partir de información suministrada por el director.

#### 5.4.2.3. Selección de datos para análisis del pozo.

Para la selección de datos del pozo X2 se empleó un amplio rango de historial, de manera tal que los casos pudieran ser elegidos en diferentes años de producción, procurando rangos de tiempo donde la producción sea más o menos estable.

**Tabla 6.** Casos de análisis para el pozo X2 y datos para calibración del modelo.

Caso	Fecha	Qg (MMcf/d)	Qg_Prom (MMcf/d)	WHP (psi)	Qw (Bbls/d)	WGR (Bbls/MMscf)	WGR_Prom (Bbls/MMscf)	Pwf (psi)	Pyac (psi)
1	2/11/2016	15,139		2082	123,19	8,14		2792	3144
	3/11/2016	15,372	15,398	2091	115,94	7,54	7,68	2801	
	4/11/2016	15,682		2060	115,45	7,36		2770	
2	13/10/2017	4,973		2100	368,41	74,08		3020	3055
	14/10/2017	4,976	4,982	2063	380,20	76,40	75,71	2983	
	15/10/2017	4,998		2087	383,10	76,66		3007	
3	7/10/2018	6,238		1745	974,58	156,23		2832	2937
	8/10/2018	6,340	6,284	1706	1003,50	158,29	157,86	2793	
	9/10/2018	6,274		1742	997,94	159,06		2829	

Nota. Tabla creada a partir del historial de producción proporcionado por el director.

#### 5.4.2.4. Calibración en software.

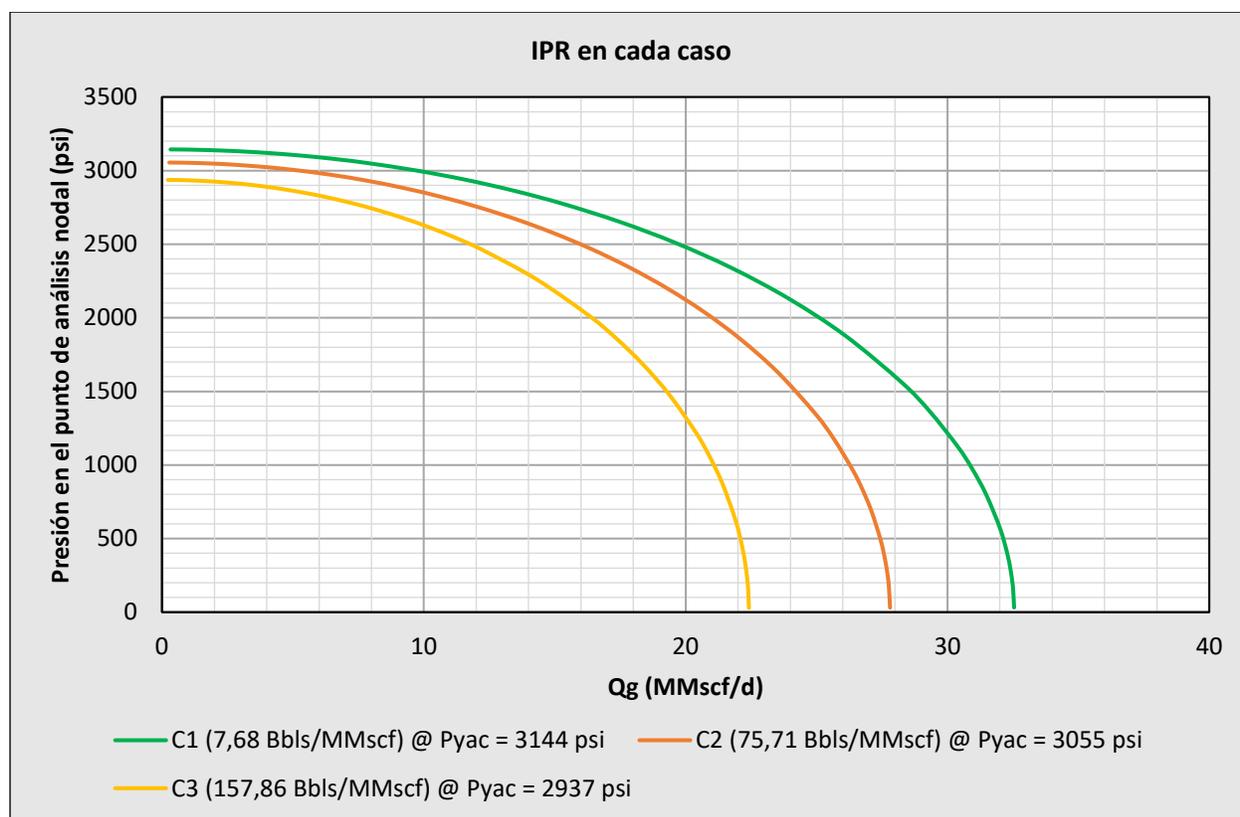
Al calibrar el pozo en el software con los diferentes datos necesarios para ello, se permite la comparación de los diferentes comportamientos en cada uno de los casos. En estos casos, se puede observar variables importantes, como:

##### 5.4.2.4.1. (IPR) Curva de capacidad de entrega del pozo.

Como se puede apreciar en la Figura 35, el comportamiento de la curva de rendimiento del pozo presenta una disminución causada por la reducción en la presión de yacimiento y un incremento en el aporte de agua en cada caso. En el primer caso, la presión de yacimiento es de 3144 psi, reduciéndose hasta los 3055

psi en el segundo caso y llegando a los 2937 en el tercer caso. Aunque la reducción en la presión de yacimiento no es tan grande como en el pozo X1, si es posible observar una clara disminución en el potencial del pozo.

**Figura 35.** Evolución de cada IPR en los casos planteados



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

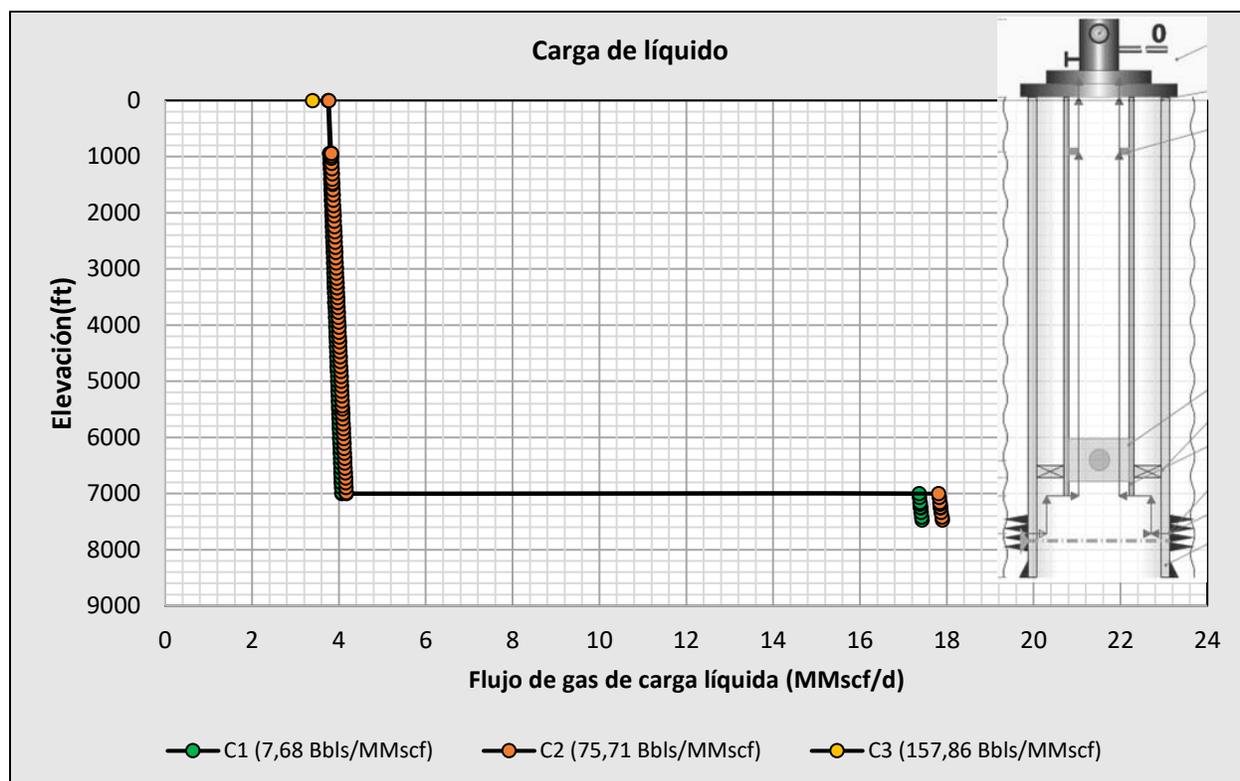
#### 5.4.2.4.2. Carga de líquido.

En la Figura 36 se muestra el flujo de gas necesario para evacuar el líquido en el pozo. Se puede apreciar que se necesita un mayor flujo de gas cuando el fluido se encuentra en la zona de mayor área transversal, notándose que en los casos 1 y 2 hubo una mayor variación en esta zona. Sin embargo, una vez que el

fluido ingresa a la tubería de producción, el flujo necesario para elevar el agua producida se reduce sustancialmente y los valores son similares en ambos casos.

Para el caso 3, es importante destacar que no existe una serie de puntos desde el fondo del pozo, sino que solo se presentan en superficie. Esto se debe a que el software no proporciona valores cuando el flujo de agua es muy alto, por lo que no es posible visibilizar manera completa su comportamiento.

**Figura 36.** Flujo de gas necesario para eliminar el líquido en el trayecto completamiento-superficie.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

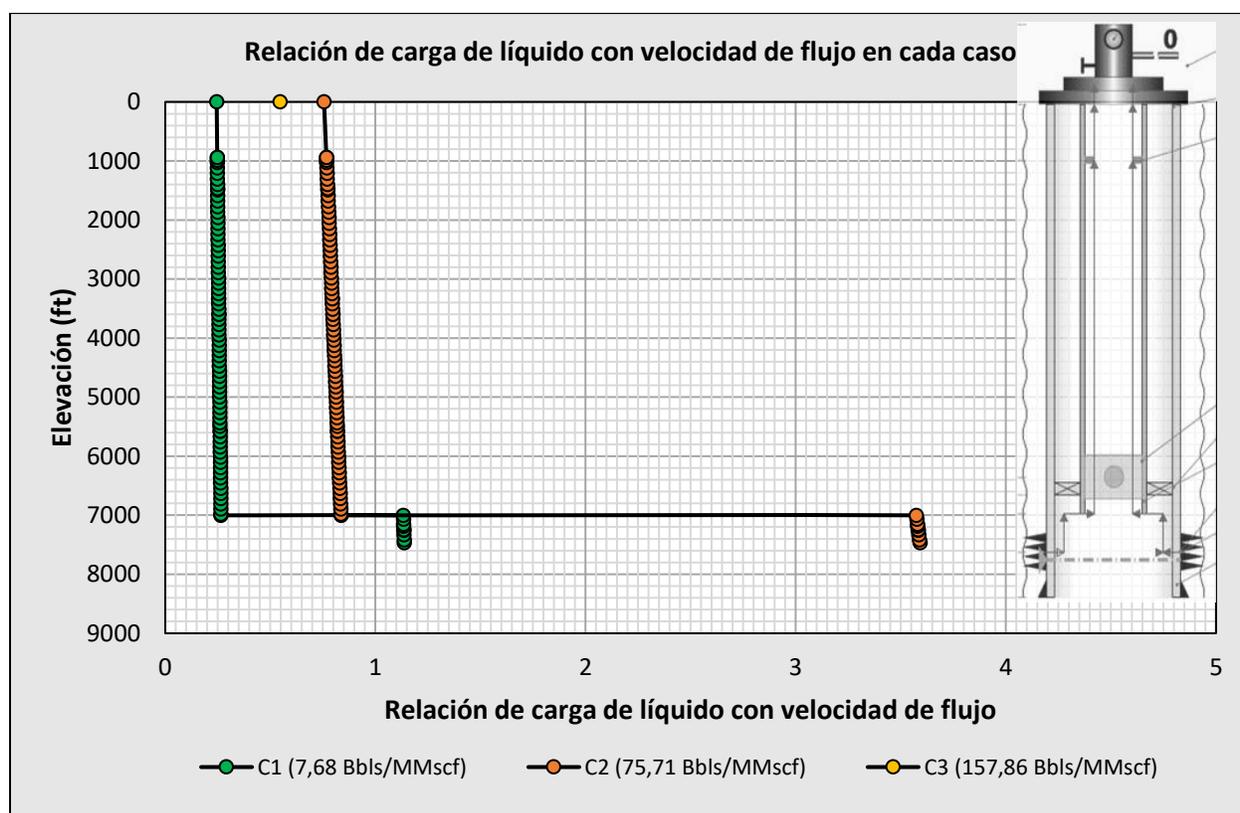
#### 5.4.2.4.3. Relación de carga de líquido con velocidad de flujo en cada caso.

Esta relación se encuentra conectada con el análisis de la Figura 36, ya que el comportamiento que se visualiza en la Figura 37 advierte sobre una posible carga de líquido en el pozo. Cuando el valor se

encuentra por encima de uno, sugiere un riesgo de carga de líquido mientras que, si el valor se encuentra cercano a uno o por debajo de este, no existe un riesgo de acumulación de líquido.

De acuerdo con esto, el caso número 2 es el que presenta un mayor riesgo de acumulación de líquido, especialmente en la zona de mayor área transversal de flujo, es decir, la sección del completamiento por debajo de la tubería de producción. Para el caso 3, aunque no es posible visualizar totalmente su comportamiento, se puede proyectar que su comportamiento se asemeja al caso 2, lo que también indicaría un riesgo de acumulación de líquido en fondo. En el caso 1, dado que su relación en el fondo de pozo es cercana a uno, se puede descartar un problema de carga líquida.

**Figura 37.** Relación empleada para determinar si existe riesgo de carga de líquido.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

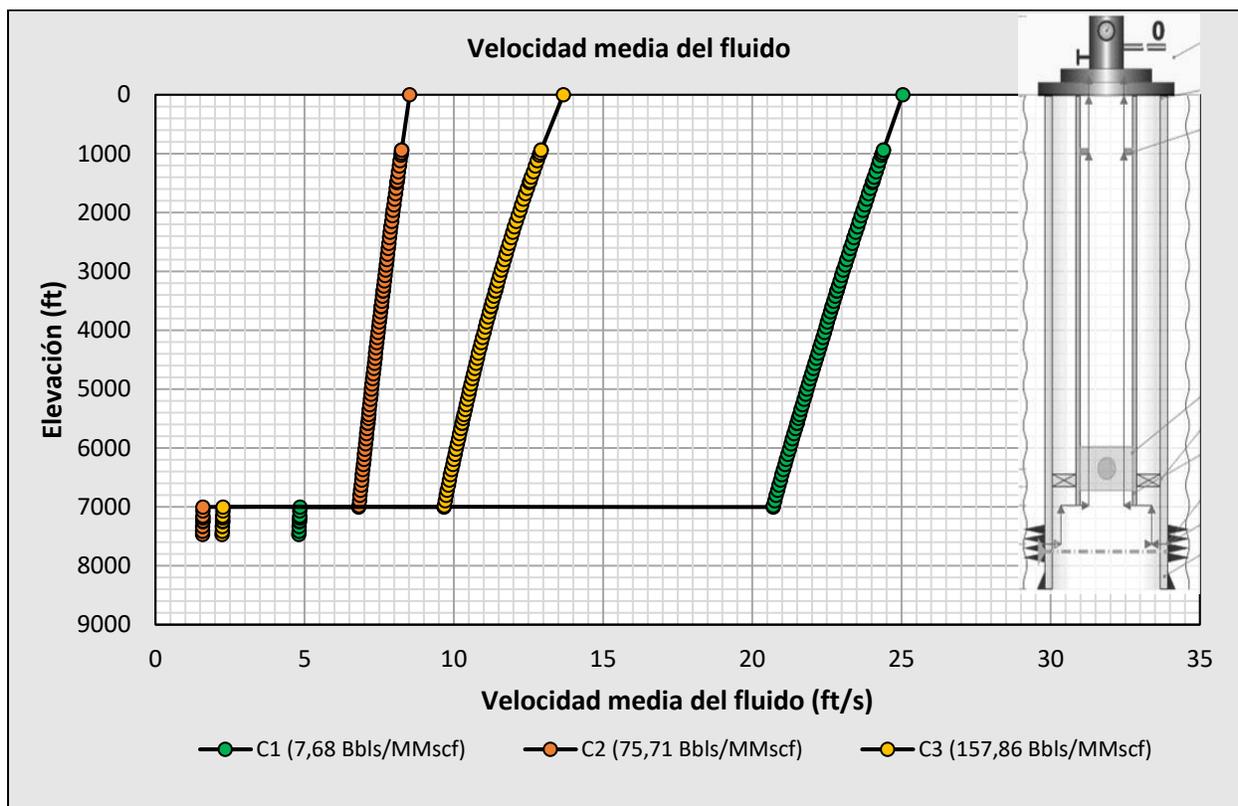
#### 5.4.2.4.4. *Velocidad media del fluido en el pozo.*

En la Figura 38, se puede notar la velocidad que adquiere el fluido en cada caso a lo largo de tubería en el pozo. Se presenta una baja velocidad cuando se encuentra en la zona con mayor área transversal de flujo, y la velocidad incrementa rápidamente cuando el fluido ingresa a la tubería de producción. La velocidad continúa aumentando hasta llegar a superficie.

En el caso 2, se nota que la velocidad del fluido es menor que en los otros casos, esto se debe a la gran cantidad de agua en la corriente del fluido y a su caudal de gas es menos que en el caso 3. Por lo tanto, su velocidad se ve reducida, mientras que en el caso 1 se presenta una mayor velocidad del fluido, esto debido a alto flujo de gas y a un bajo aporte de agua.

En el caso 3, aunque se presentan velocidades mayores que en el caso 2, se debe a un mayor flujo de gas en este caso. Sin embargo, es importante tener en cuenta que la velocidad del fluido en estos casos es la suma de la velocidad del gas y del líquido, lo que puede llevar a resultados que no siguen un comportamiento aparentemente obvio.

**Figura 38 .Velocidad promedio del fluido desde el fondo del pozo hasta superficie.**



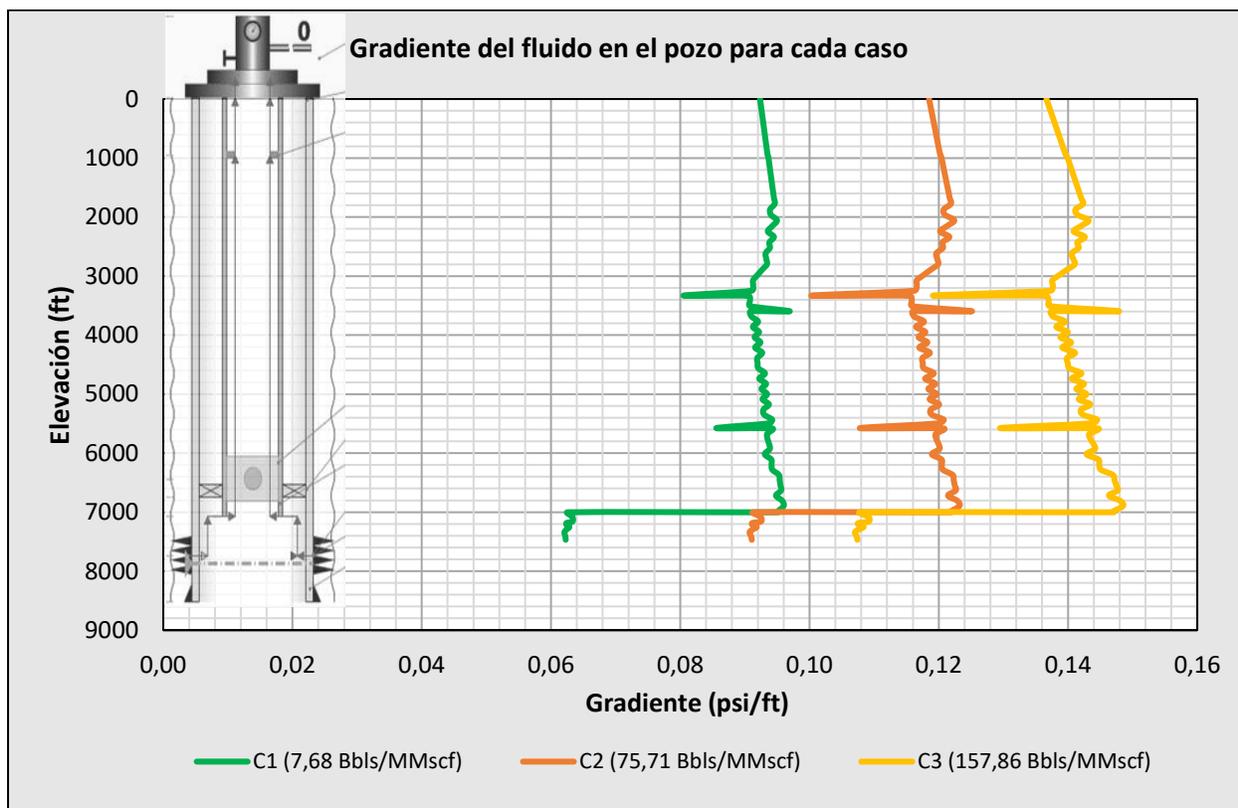
Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

#### 5.4.2.4.5. Gradientes de fluido en cada caso.

En la Figura 39, se presenta el comportamiento del gradiente del fluido en el pozo para cada caso. Se observa un claro incremento en este gradiente cuando el valor de agua aumenta, de manera similar a las variables visualizadas anteriormente, su comportamiento se ve influenciado por el área de flujo transversal, de tal manera, que por debajo de la tubería de producción el valor de cada gradiente se ve reducido.

Además, en este caso particular, se pueden observar algunos picos hacia la derecha e izquierda en la sección de la tubería de producción. Estas variaciones se deben a que en esas zonas existen desviaciones mayores con respecto a la desviación promedio del pozo.

Figura 39. Gradientes del fluido en el pozo para cada caso.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

#### 5.4.3. Pozo X3

El pozo X3 corresponde a un pozo donde su producción inicial no muestra aportes de agua, pero que meses más tarde de su entrada a producción aparece una cantidad mínima de agua que rápidamente se incrementa en los meses siguientes, llegando a un punto de aporte de agua elevado en un periodo muy corto en su vida productiva.

##### 5.4.3.1. Estado mecánico del pozo.

En la siguiente tabla se muestra la descripción del estado mecánico del pozo X3, empleado para la posterior simulación en el software.

**Tabla 7.** Descripción del estado mecánico del pozo X3.

REVESTIMIENTOS						
Revestimiento	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Longitud (ft)
Superficie	13-3/8"	54,5	K-55	0	995	995
Intermedio	9-5/8"	47	P-110	0	7841	7841
Liner	7"	26	P-110	7690	9228,9	1538,9
INTERVALOS CAÑONEADOS						
Fecha	Tiros por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo de carga	Condición	Intervalos (ft)
1/05/2019	5	8765	8772	MAXFORCE	Activo	7
1/05/2019	5	8782	8791	MAXFORCE	Activo	9
1/05/2019	5	8811	8826	MAXFORCE	Activo	15
1/05/2019	5	8902	8920	MAXFORCE	Activo	18
1/05/2019	5	8940	8949	MAXFORCE	Activo	9
1/05/2019	5	8978	8984	MAXFORCE	Activo	6
SARTA DE PRODUCCIÓN						
Descripción				Longitud (ft)	Desde	Hasta
Tubing hanger 11"-5M * 3.5 TSHB				0,7	29,3	30
Tubing 3 1/2" 9.2# TSHB BOX x PIN				848,85	30	878,8
Pup joint 3 1/2" 9.2# TSHB BOX x PIN				10,63	878,8	889,5
Safety Valve 3,5" 9.2# TSHB BxP BA profile				7,44	889,5	896,9
Tubing 3 1/2" 9.2# TSHB BOX x PIN				6832,71	896,9	7729,6
CMD N-Elast. SSD 2.75" PFN:X, 3,5" TSHB				4,35	7729,6	7734
Tubing 3 1/2" 9.2# TSHB BOX x PIN				31,16	7734	7765,1
Pup joint 3 1/2" 9.2# TSHB BOX x PIN				7,75	7765,1	7772,9
Premier Packer V -0 7" 26-29# Shearing 40KLBS				9,85	7772,9	7782,7
Tubing 3 1/2" 9.2# TSHB BOX x PIN				31,11	7782,7	7813,8
CMD N-Elast. SSD 2.75" PFN:X, 3,5" TSHB BxP				4,34	7813,8	7818,2
Tubing 3 1/2" 9.2# TSHB BOX x PIN				31,46	7818,2	7849,7
Nipple XN 2.75" No-Go 3,5" 9.2# TSHB B x 3,5" EUE P				1,23	7849,7	7850,9
Pup joint 3 1/2" 9.3# TSHB BOX x PIN				4	7850,9	7854,9
Wireline entry guide 3 1/2" EUE BOX up full mule shoe				0,67	7854,9	7855,6

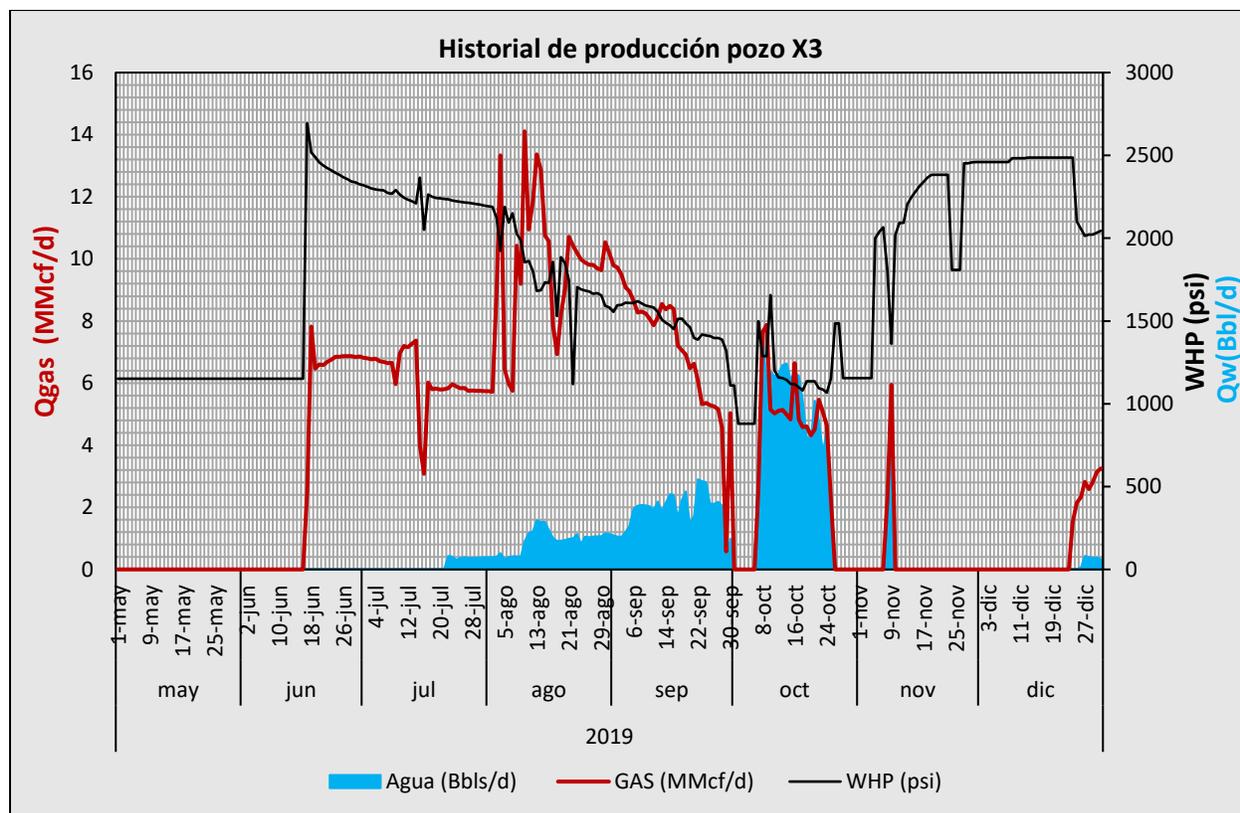
Nota. Tabla creada a partir de información suministrada por el director.

#### 5.4.3.2. Historial de producción en el rango evaluado para el pozo.

Para el análisis del pozo X3, se tomó un corto periodo para su análisis debido a que este presentó una situación particular, pues tras solo transcurrir algunos meses de producción, este pozo comenzó un

aporte de agua significativo y que meses más tarde el aporte de agua se volvió tan grande que el pozo no era capaz de evacuar el agua en su totalidad. Como resultado, se requirió llevar a cabo un plan de intervención para una remediación.

**Figura 40.** Historial de producción tomado para el análisis del pozo X3.



Nota. Gráfico creado a partir de información suministrada por el director.

#### 5.4.3.3. Selección de datos para análisis del pozo X3.

Los datos seleccionados para el análisis del pozo se tomaron en un rango reducido de historial de producción, por lo que los 3 casos estudiados fueron elegidos en un mismo año, esto debido a que el incremento en la producción del agua fue mucho más rápido que en otros pozos y como resultado, hubo

una intervención en el pozo a los pocos meses de entrada a producción. Esto lo convierte en un caso particular e interesante de investigación.

**Tabla 8.** Casos de análisis para el pozo X3 y datos para calibración del modelo.

Caso	Fecha	Qg (MMcf/d)	Qg_prom (MMcf/d)	WHP (psi)	Qw (Bbls/d)	WGR (Bbls/MMscf)	WGR Prom (Bbls/MMscf)	Pwf (psi)	Pyac (psi)
1	28/07/2019	5,761		2210	70,29	12,20		2879	3068
	29/07/2019	5,753	5,756	2206	71,15	12,37	12,37	2875	
	30/07/2019	5,752		2202	72,08	12,53		2871	
2	14/09/2019	8,378		1489	402,69	48,06		2358	2995
	15/09/2019	8,486	8,416	1474	455,00	53,61	51,82	2343	
	16/09/2019	8,384		1451	451,00	53,79		2320	
3	11/10/2019	5,026		1202	1166,38	232,06		2315	2954
	12/10/2019	5,102	5,087	1160	1179,86	231,24	234,61	2273	
	13/10/2019	5,132		1155	1234,45	240,53		2268	

Nota. Tabla creada a partir del historial de producción proporcionado por el director.

#### 5.4.3.4. Calibración en software.

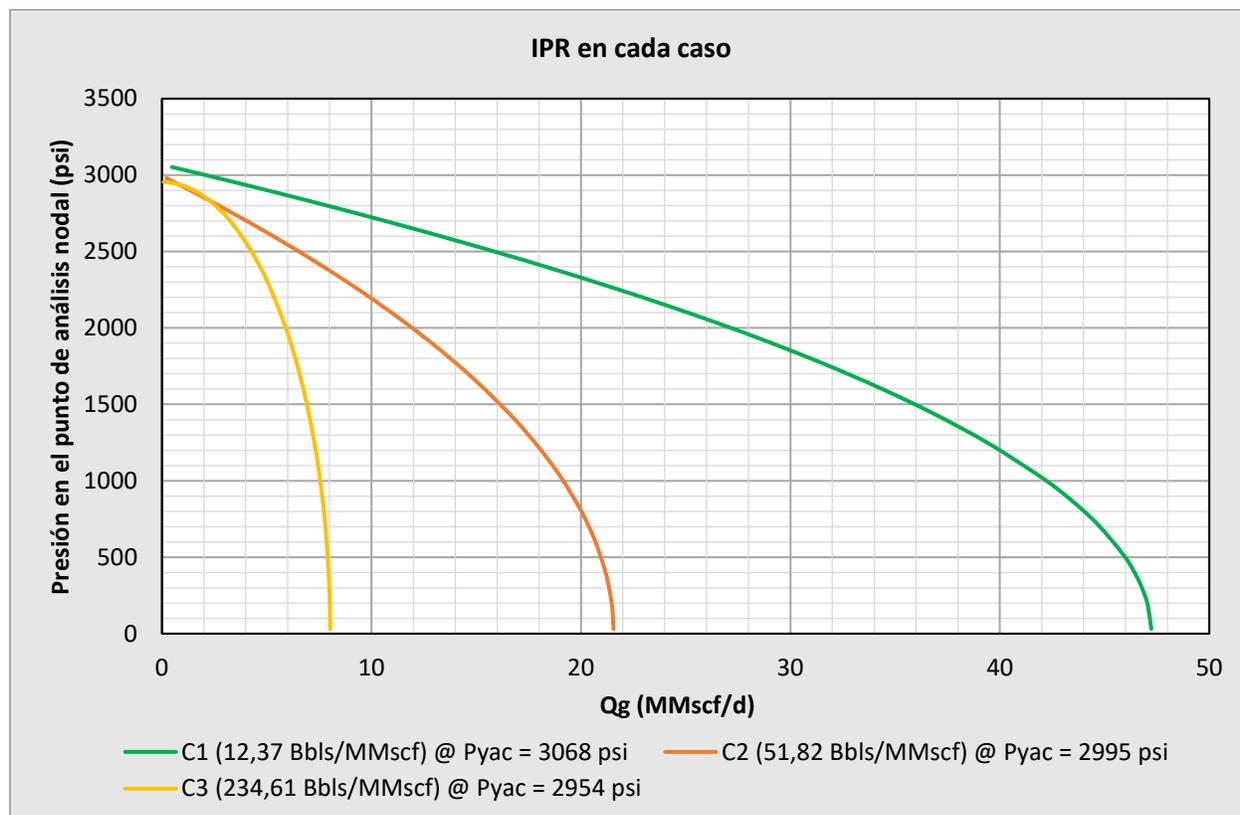
Después de calibrar el pozo en el software, se permite comparar los diferentes comportamientos en cada uno de los casos, observando variables importantes tales como:

##### 5.4.3.4.1. (IPR) Curva de capacidad de entrega del pozo.

Como se puede apreciar en la Figura 41, la curva de comportamiento del pozo va disminuyendo en cada caso. Esto se debe a la reducción progresiva de la presión de yacimiento y el incremento en la producción de agua. El pozo pasó de una presión de yacimiento de 3068 psi en el primer caso a 2995 psi en el caso 2 y a una presión de yacimiento de 2954 psi en el tercer caso. Aunque la reducción en la presión de yacimiento no fue tan grande como en los otros casos, esto se debió precisamente a que el pozo incrementó rápidamente su aporte de agua en pocos meses desde el inicio de su producción. Por lo tanto,

su curva de rendimiento se ve influenciada principalmente por el volumen de agua que produce más que por la declinación en a presión de yacimiento.

**Figura 41.** Evolución de cada IPR en los casos planteados.



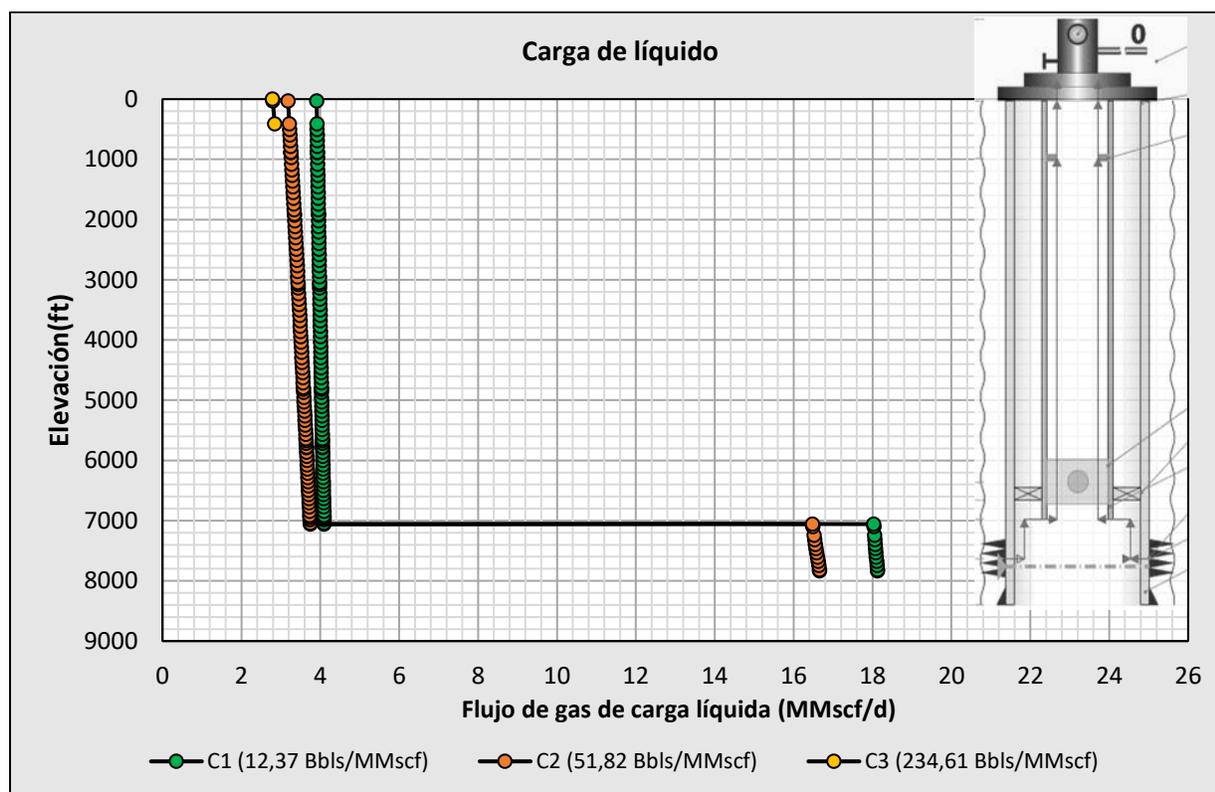
Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

#### 5.4.3.4.2. Carga de líquido.

En la Figura 42 se muestra que el flujo de gas necesario para evacuar el líquido en la zona de mayor área, que corresponde a la sección en la zona de los perforados, debe ser mayor que el experimentado en la tubería de producción. Se observa una mayor variación en esta zona en los casos 1 y 2, pero una vez pero una vez el fluido ingresa a la tubería de producción, el flujo necesario para elevar el agua producida se reduce sustancialmente y los valores son similares en los dos casos. Sin embargo, para el caso 3, no se

observa una serie de puntos desde el fondo del pozo, únicamente se precisan en superficie, la razón de esto es que el software no presenta los valores cuando el flujo de agua en la tubería es muy alto, por lo que no es posible visualizar de manera completa su comportamiento.

**Figura 42.** Flujo de gas necesario para eliminar el líquido en el trayecto completamiento-superficie.



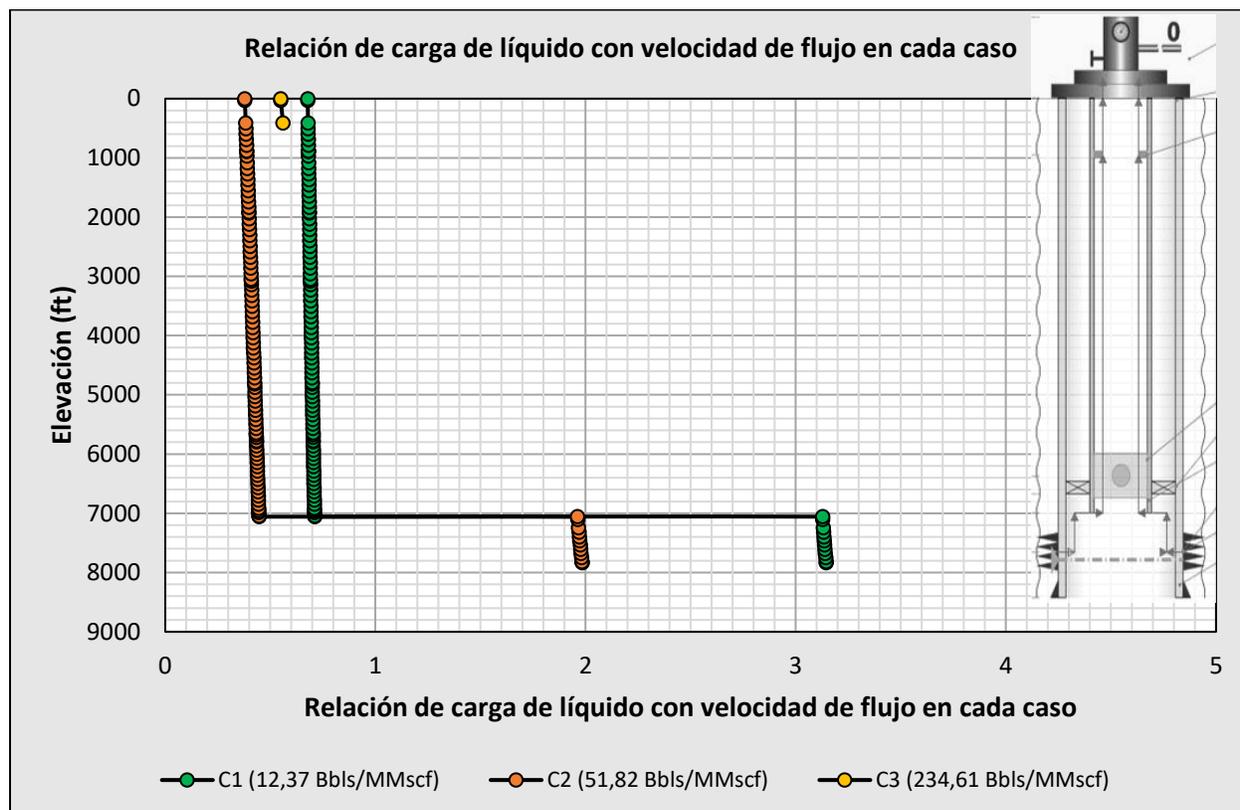
Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

#### 5.4.3.5. Relación de carga de líquido con velocidad de flujo en cada caso.

Esta relación se encuentra conectada de manera directa con el análisis de la Figura 42. Pues la Figura 43, indica valores que advierten sobre una posible carga de líquido en el pozo, por lo que el comportamiento de los casos 1 y 2, en la zona de completamiento muestra valores por encima de uno (1), lo que sugiere una carga de líquido. En el caso 3, si bien no es posible observar todo su comportamiento en el pozo

debido a una limitante del software cuando existe una gran cantidad de fluido, si es posible inferir que su valor en el fondo del pozo también presenta un problema de acumulación de líquido.

**Figura 43.** Relación empleada para determinar si existe riesgo de carga de líquido.



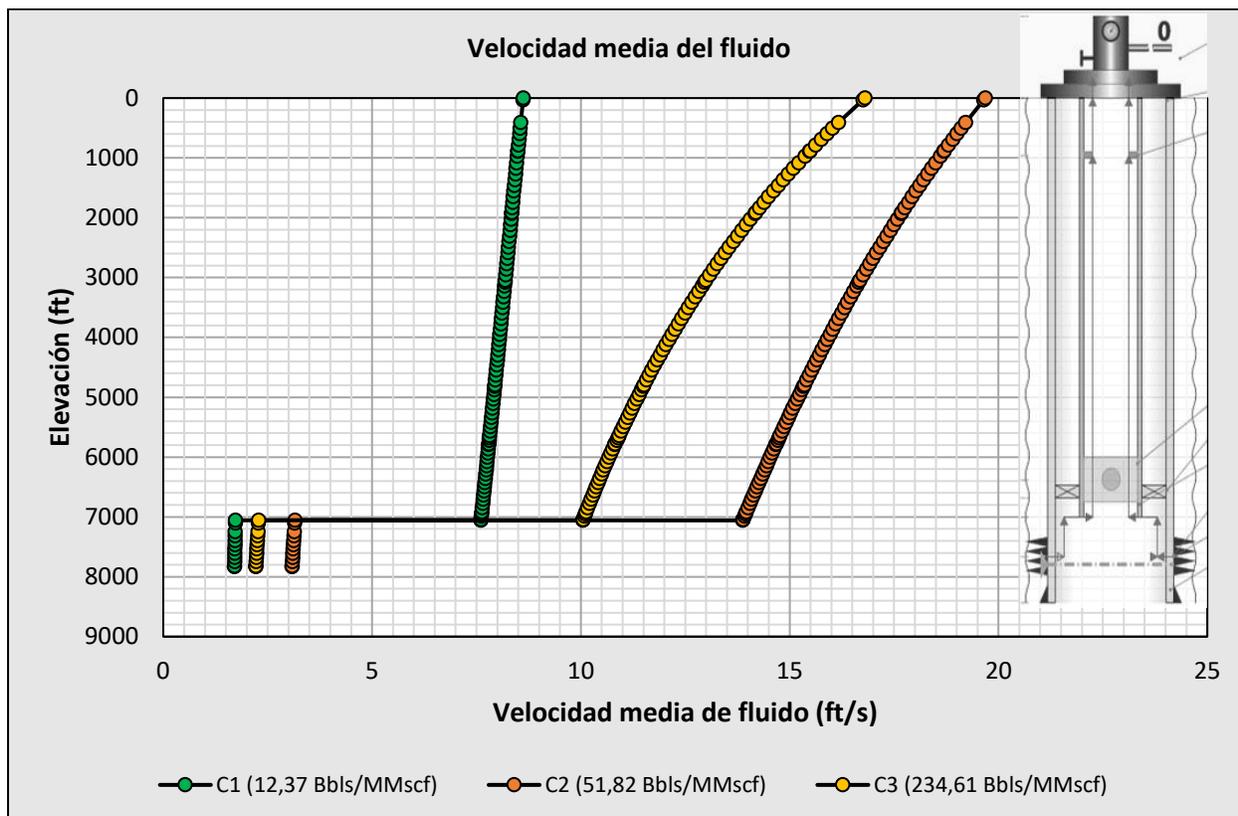
Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

#### 5.4.3.6. Velocidad media del fluido en el pozo.

En la Figura 44 muestra la velocidad que adquiere el fluido a lo largo de tubería en el pozo. Se observa una baja velocidad cuando se encuentra en la zona con mayor área transversal de flujo, área ubicada en la sección de los perforados e incrementando rápidamente su velocidad cuando ingresa a la tubería de producción, velocidad que continúa aumentando hasta llegar a superficie. En el caso 2, la velocidad del fluido es mayor que en los otros casos debido a un mayor flujo de gas. Sin embargo, en el caso 1, incluso

se puede ver que la velocidad del fluido es menor que la del caso 3 a pesar de tener un menor flujo de agua, esto se debe a que la velocidad del fluido está determinada por la suma de la velocidad del gas más la velocidad del agua, por lo tanto, la cantidad del gas y agua que salen del pozo afecta la velocidad del fluido.

**Figura 44.** Velocidad promedio del fluido desde el fondo del pozo hasta superficie.



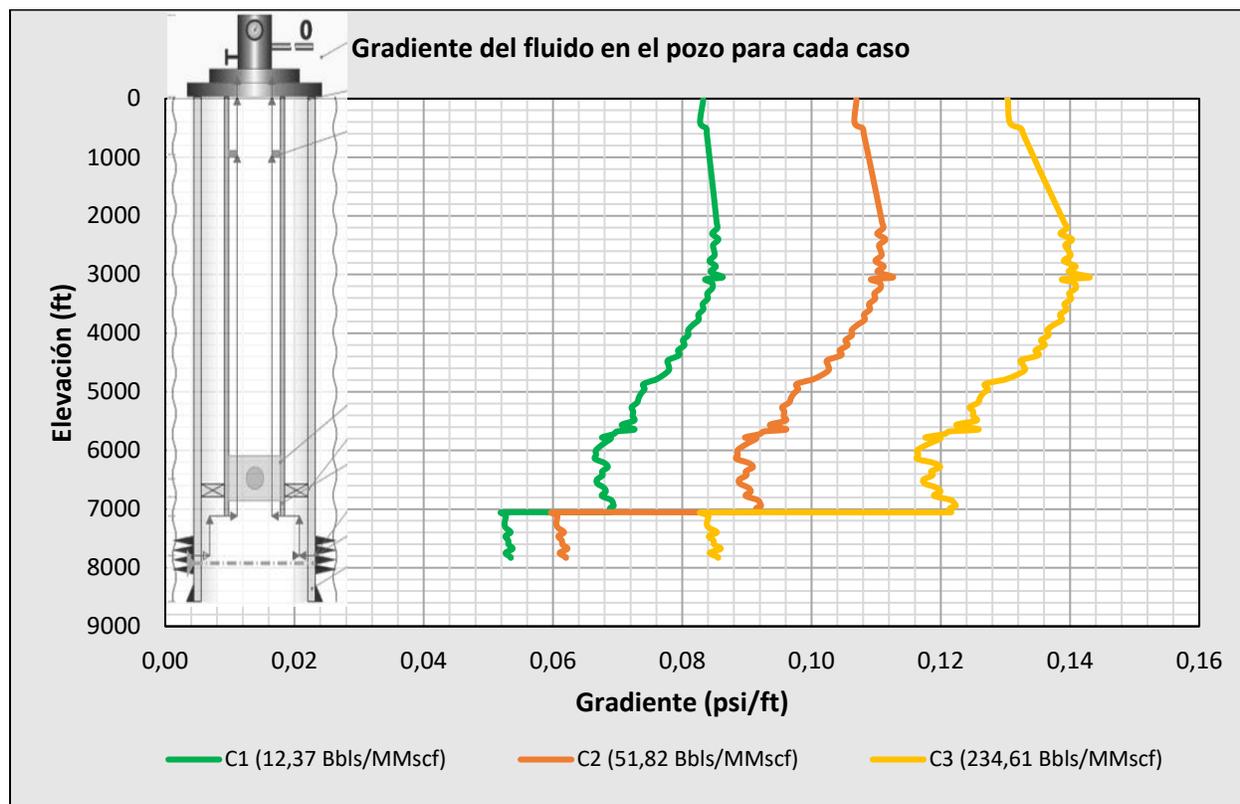
Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

#### 5.4.3.7. Gradientes de fluido en cada caso.

En la Figura 45 se muestra el comportamiento del gradiente del fluido para cada caso, notándose un claro incremento en este cuando el valor de agua aumenta. Del mismo modo que las variables previamente estudiadas, esta también se ve afectada por el área de flujo transversal, por ello su comportamiento

cambia al ingresar a la tubería de producción, donde el diámetro de la tubería de producción es menor al diámetro de la tubería de revestimiento, lo que afecta el valor del gradiente.

**Figura 45.** Gradientes del fluido en el pozo para cada caso.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

## 6. SELECCIÓN DEL MÉTODO Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se describe la selección del método de elevación por gas a partir de consideraciones técnicas y económicas, además se presentan los resultados de las diferentes simulaciones y se analizan en detalle.

### 6.1. Selección del método de elevación por gas.

Tras la evaluación de condiciones mecánicas y económicas se optó por la elección del método de elevación por gas con tubería flexible. Teniendo en cuenta que los pozos a estudiar no contaban con una tubería de producción para realizar la instalación de válvulas para el sistema de levantamiento artificial por gas, lo que implicaba un cambio total en la sarta de tubería de producción descartando los sistemas que implicaban tener esta instalación, de igual manera dejando a un lado los métodos con derivación anular en fondo, de la misma forma se eliminaron los sistemas que requerían la ausencia de un empaque de fondo para la circulación de gas por la zona anular, pues todos los pozos a estudiar contaban con empaques de fondo.

Por lo que la opción del levantamiento con gas por tubería flexible significaba una opción con mayor factibilidad, ya que no se requiere una intervención para realizar cambios en el estado mecánico previo del pozo, pues la única modificación, se debe realizar en cabeza ya que la tubería flexible inhabilita el cierre de válvulas de flujo en el árbol de válvulas, por ello sería necesario la instalación de un sistema de válvulas adicional para realizar la apertura y cierre del flujo del pozo, adicionalmente el sistema instalado puede ser retirado en cualquier momento y el pozo puede volver a su estado previo a la instalación del método.

## 6.2. Diseño del método en el software de simulación

El software PIPESIM empleado para las simulaciones no cuenta con un diseño especializado para el levantamiento artificial por gas con tubería flexible, por lo que para una simulación más cercana al método se realizaron las siguientes adecuaciones:

1. Reducir el diámetro de la tubería de producción para compensar el espacio ocupado por la tubería flexible.
2. Llevar la tubería reducida hasta la zona media de los perforados.
3. Desplazar el empaque hasta la zona más cercana posible por encima de los perforados.
4. Colocar una válvula de inyección de gas próxima al empaque de fondo.

## 6.3. Análisis de resultados

Para realizar un análisis comparativo y poder determinar si el método empleado cumplía con la función deseada se llevó cada pozo estudiado con el diseño original a posibles escenarios, donde estos presentarían problemas en la producción de gas y de igual manera se simuló cada pozo con el método implementado para comparar su comportamiento.

En las sensibilidades desarrolladas se tomó el tercer (3) caso de cada pozo, debido a que este era el caso con mayor cantidad de agua producida y con menor presión de yacimiento por lo que la elevación del líquido en fondo sería más complicada.

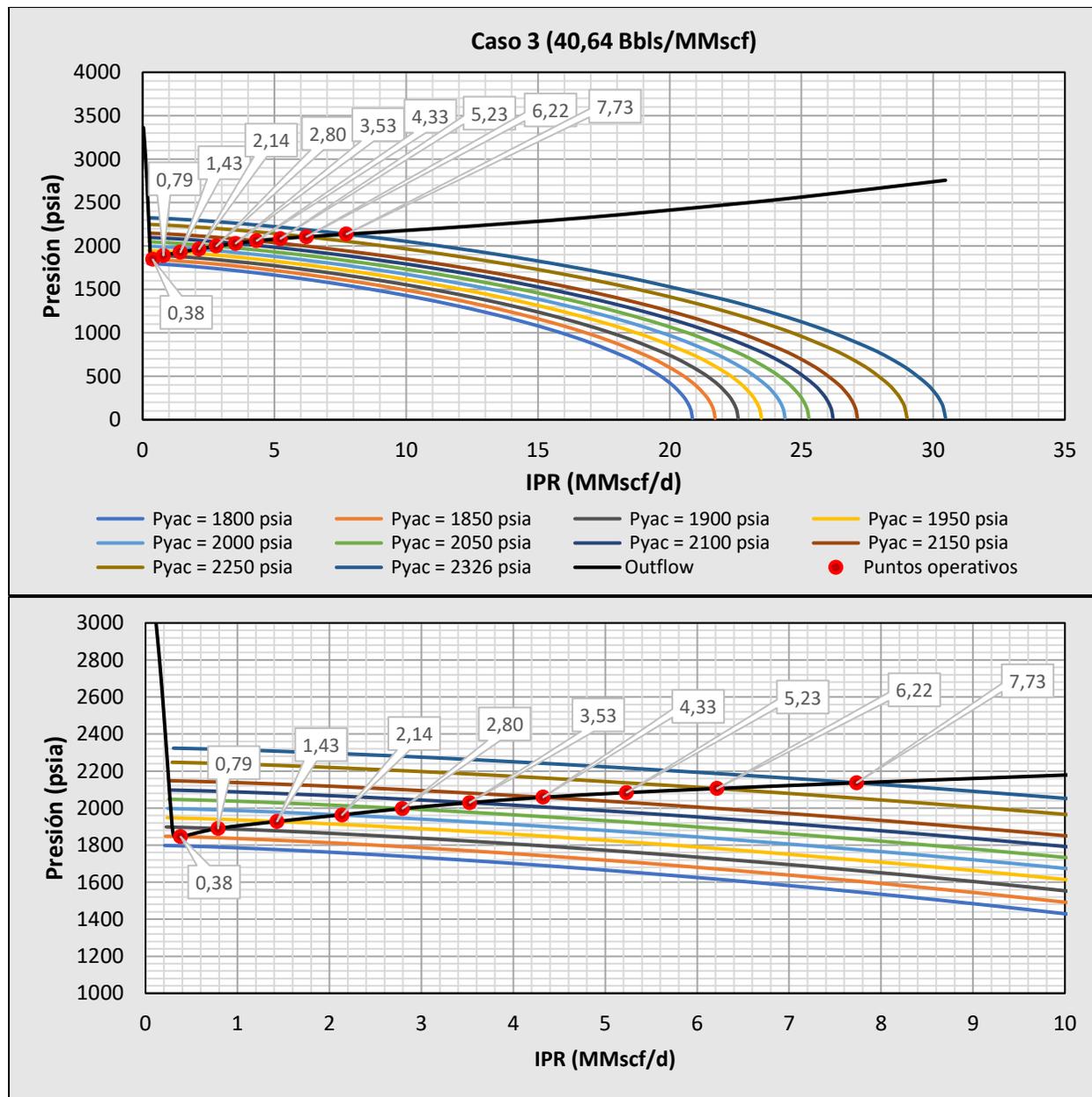
### 6.3.1. Pozo X1

En el pozo X1 el caso número 3, se tenía un valor de producción promedio de agua de unos 40,64 Bbls/MMscf.

6.3.1.1. Sensibilidades para presiones de yacimiento.

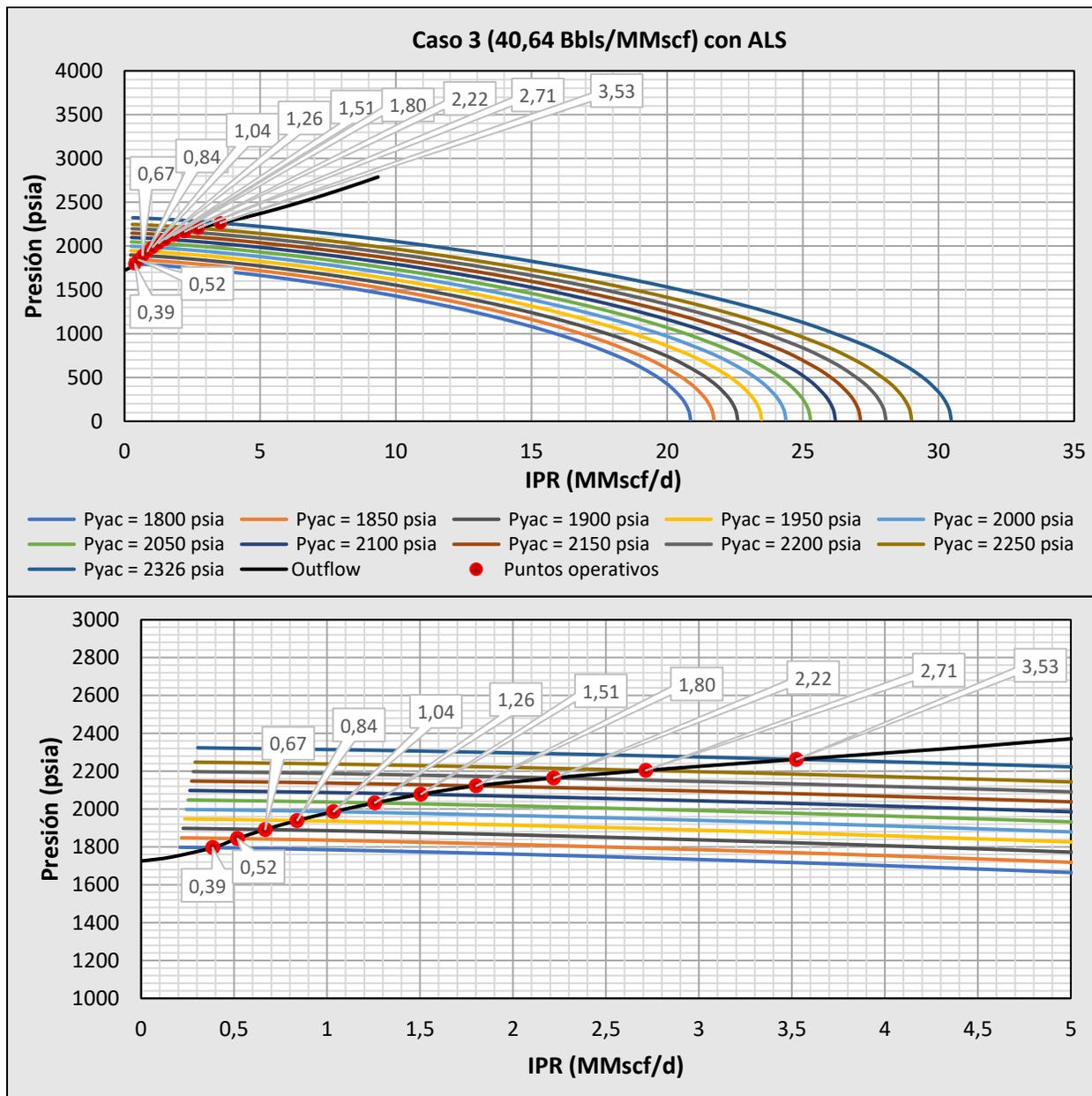
Se realizó una sensibilidad en la presión de yacimiento disminuyéndola, de manera progresiva hasta llegar a una presión donde el pozo no presentara flujo.

Figura 46. Reducción en la presión de yacimiento en el pozo sin el sistema de elevación por gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

Figura 47. Reducción en la presión de yacimiento en el pozo con el sistema de elevación por gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

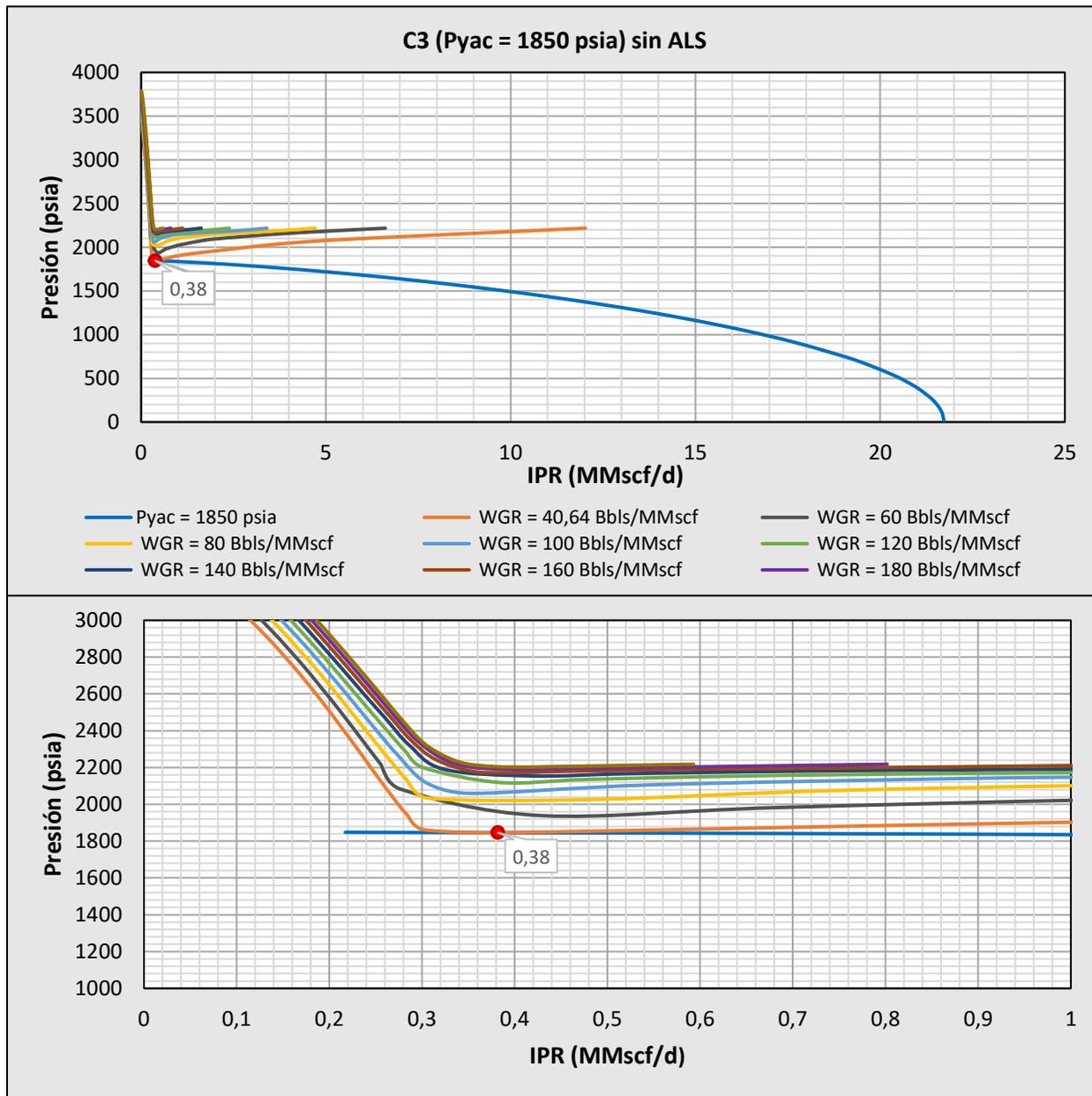
Al observar la figura 46, se puede notar cómo en las sensibilidades estudiadas en el caso 3 del pozo X1 sin el sistema de levantamiento por gas, cuando la presión alcanza 1800 psia, este deja de aportar gas al sistema, sin embargo, se obtiene un aporte de gas de 0,38 MMscf/d a una presión de 1850 psia.

De igual forma, al estudiar las sensibilidades de la figura 47 en donde se aplica el sistema de elevación por gas, se puede observar cómo el sistema implementado en la simulación puede recuperar una producción de 0,39 MMscf/d a una presión de yacimiento de 1800 psia y elevar la producción de 0,38 a 0,52 MMscf/d a una presión de yacimiento de 1850 psia en comparación a los resultados del pozo sin la instalación de elevación por gas.

#### 6.3.1.2. Sensibilidades a una presión de yacimiento baja con incremento en la producción de agua.

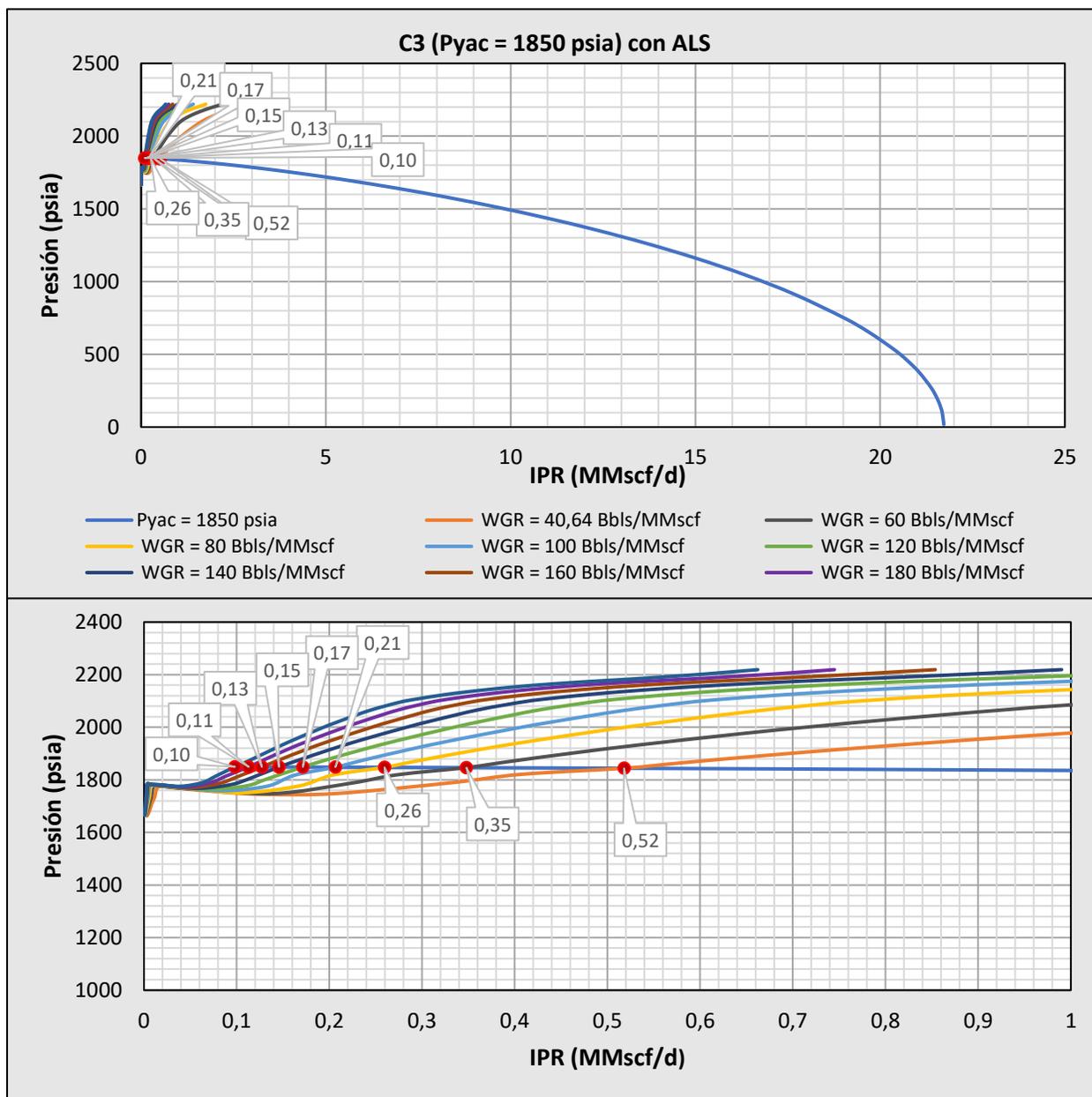
Se tomó el caso de la simulación previa en donde el pozo aportaba el valor mínimo de 0,38 MMscf/d a una presión de 1850 psia y se le realizó un análisis de sensibilidad a la producción de agua, incrementándola hasta el punto de no producción del pozo.

**Figura 48.** Incremento en la producción de agua a una presión de yacimiento estable sin el sistema de elevación por gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

**Figura 49.** Incremento en la producción de agua a una presión de yacimiento estable implementando el sistema de elevación por gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

Al analizar la figura 48, se puede observar cómo el incremento en la producción de agua interrumpe el aporte de gas por parte del pozo a una presión de yacimiento de 1850 psia. Sin embargo, al examinar la

figura 49, en donde se emplea el sistema de elevación por gas, el aporte de gas se reduce al incrementar la producción de agua, pero en todos los casos planteados existe un aporte mínimo de gas.

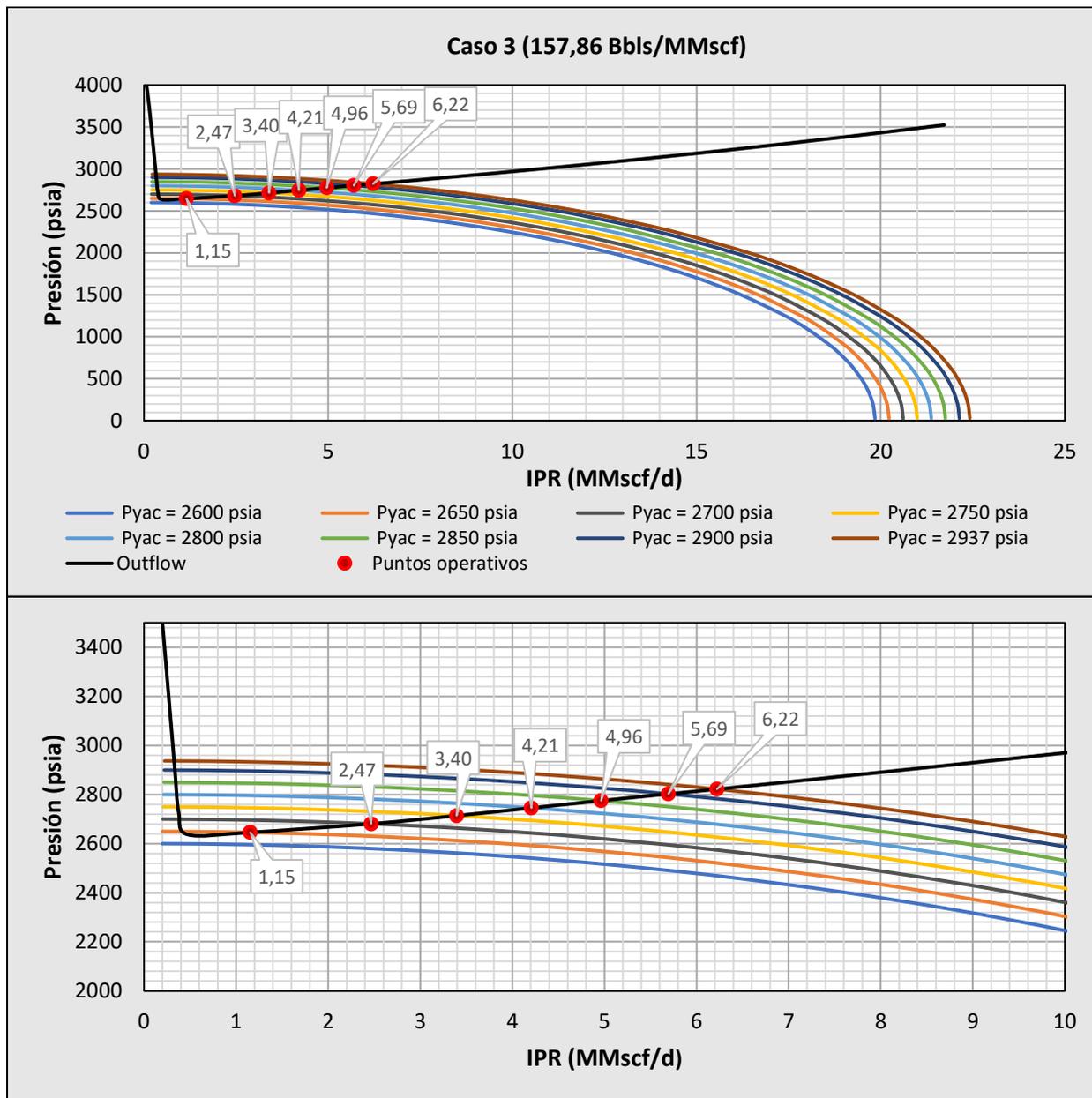
### 6.3.2. Pozo X2

Para el pozo X2 el caso número 3, se tenía un valor alto de producción promedio de agua de unos 157,6 Bbls/MMscf.

#### 6.3.2.1. Sensibilidades para presiones de yacimiento.

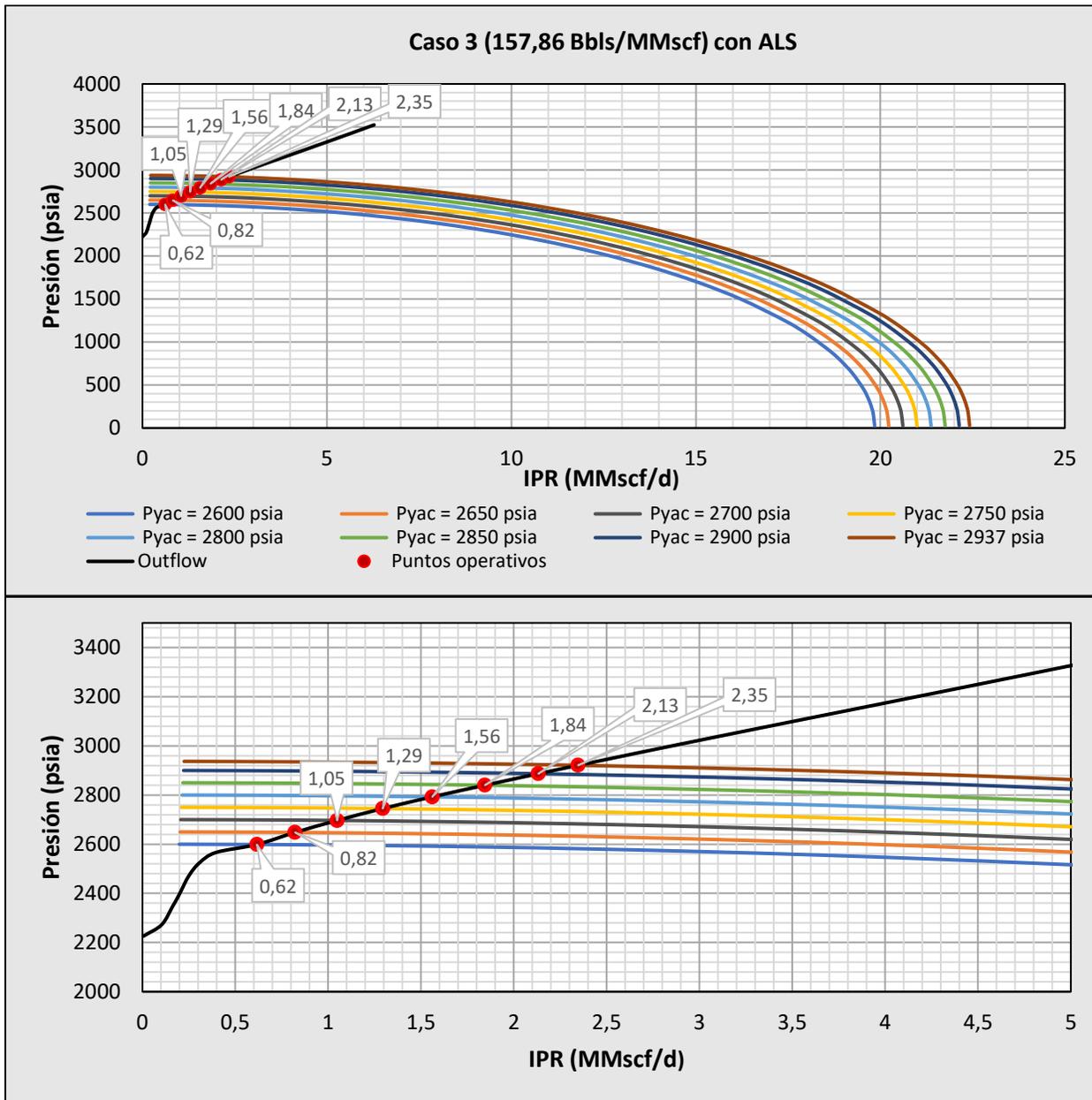
Se llevó a cabo una serie de sensibilidades en la presión de yacimiento, disminuyéndola de manera progresiva hasta llegar a una presión donde el pozo ya no mostrara flujo.

Figura 50. Reducción en la presión de yacimiento en el pozo sin el sistema de elevación por gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

Figura 51. Reducción en la presión de yacimiento en el pozo con el sistema de elevación por gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

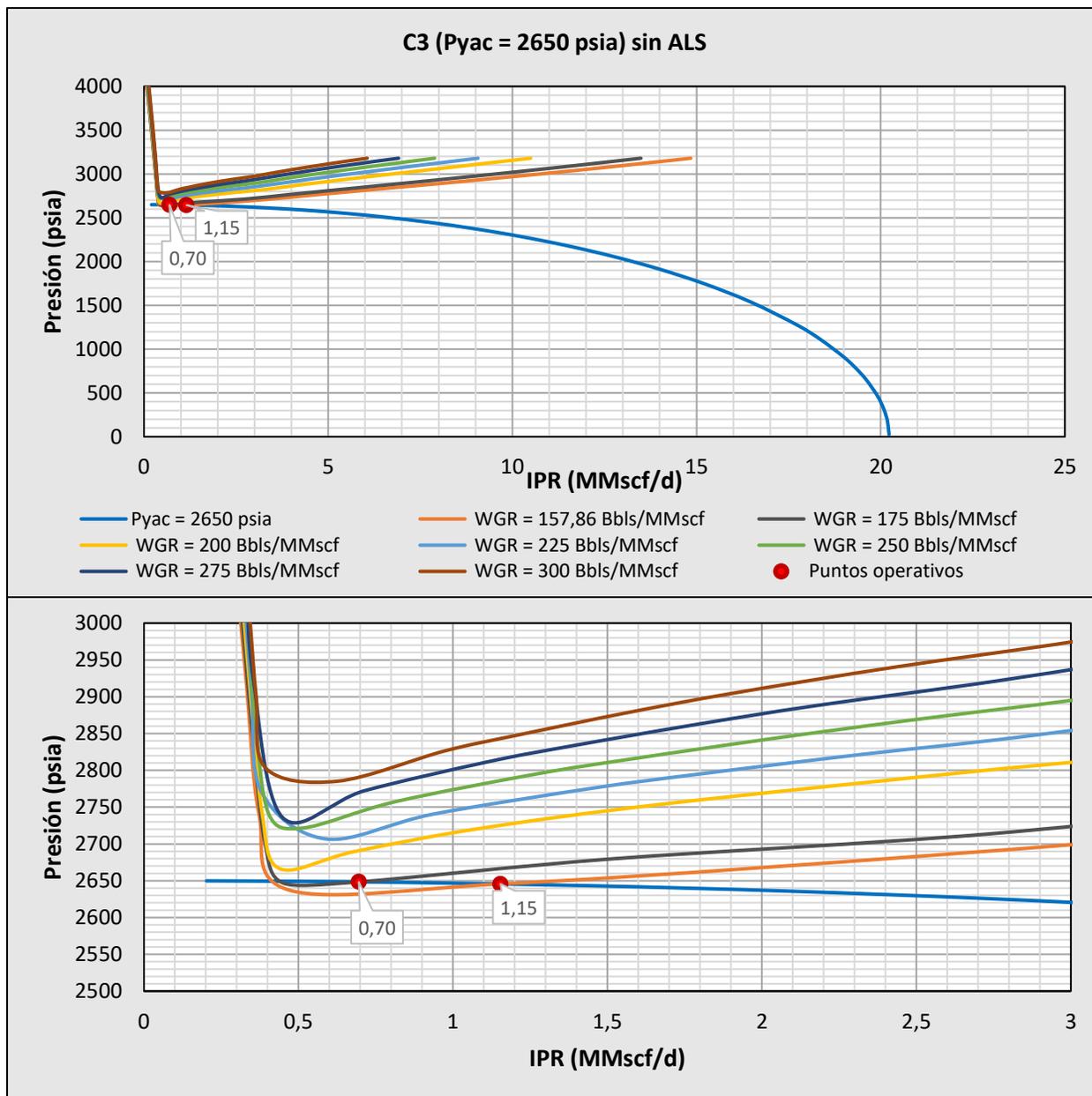
Al apreciar la figura 50, se logra ver cómo las sensibilidades propuestas para el caso 3 del pozo X2 sin el sistema de elevación por gas muestran que cuando el yacimiento llega a una presión de 2600 psia, el pozo deja de generar flujo de gas al sistema. Sin embargo, a una presión 2650 psia el pozo aporta un flujo de gas de 1,15 MMscf/d.

Por otra parte, al analizar la figura 51 en el cual se aplica el sistema de elevación por gas, el aporte de gas a una presión de yacimiento de 2600 psia es de 0,62 MMscf/d. Sin embargo, a una presión de 2650 psia, el aporte se reduce, pasando de 1,15 MMscf/d sin el sistema de elevación por gas a 0,82 MMscf/d con la implementación del sistema, generando así una restricción en el aporte de gas por el pozo.

#### 6.3.2.2. Sensibilidades a una presión de yacimiento baja con incremento en la producción de agua.

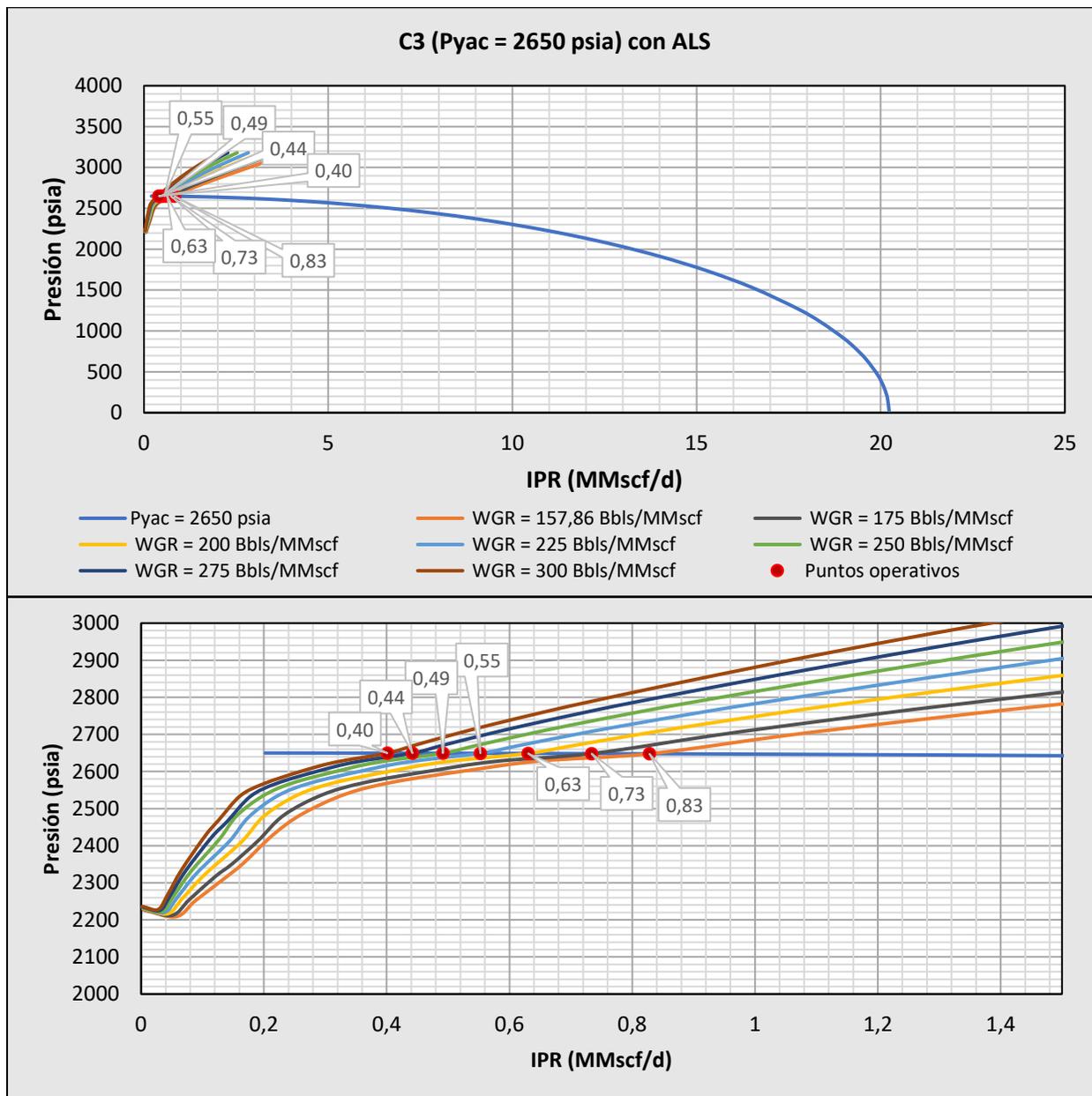
Se seleccionó el caso de la simulación previa en el cual el pozo proporciona un flujo mínimo de 1,15 MMscf/d a una presión de 2650 psia y se realizó una sensibilidad incrementando el flujo de agua hasta el cese en el flujo de gas.

**Figura 52.** Incremento en la producción de agua a una presión de yacimiento estable sin el sistema de elevación por gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

**Figura 53.** Incremento en la producción de agua a una presión de yacimiento estable implementando el sistema de elevación por gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

Analizando la figura 52, se puede notar cómo el incremento en la producción de agua, con una presión de yacimiento de 2650 psia, puede llegar hasta un valor de 175 Bbls/MMscf y el flujo de gas puede reducirse

hasta los 0,7 MMscf/d, Aunque, si se incrementa aún más la producción de agua, el gas dejará de fluir esto en el caso del pozo sin el sistema.

No obstante, al estudiar la figura 53, se puede ver como el sistema de elevación por gas permite el flujo de gas con incrementos en la producción de agua, incluso en el caso donde el valor es cercano al doble de la producción real de agua, donde el pozo produciría 0,4 MMscf/d con un aporte de agua de 300 Bbls/MMscf.

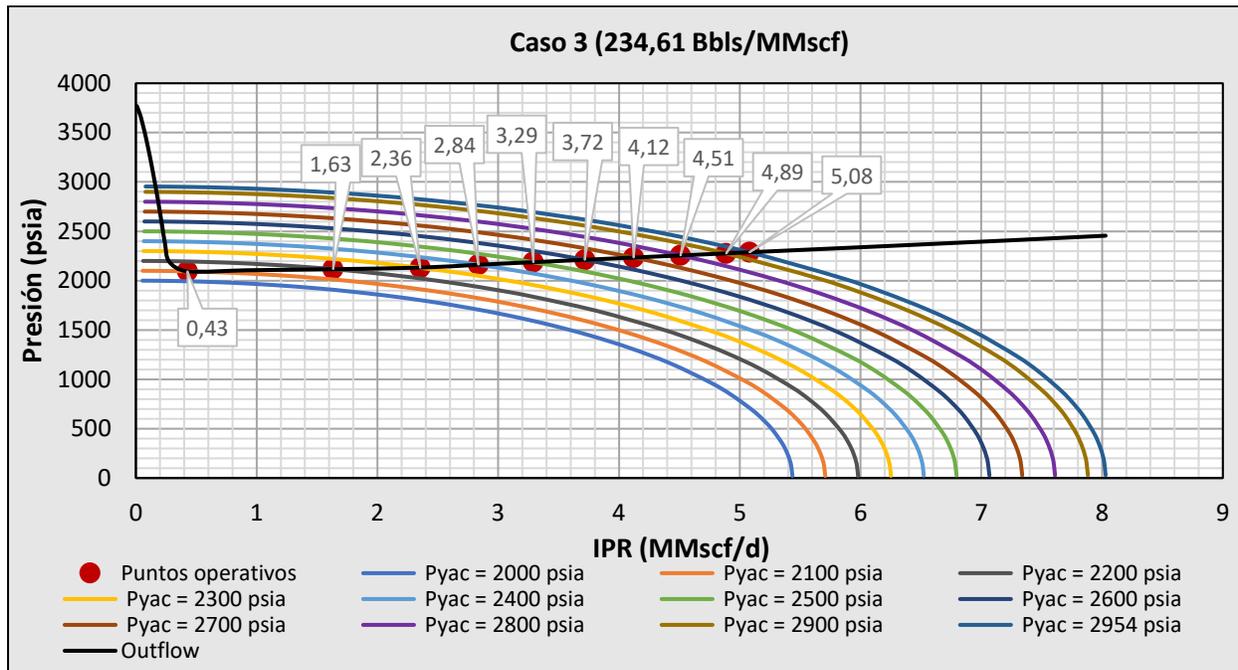
### 6.3.3. *Pozo X3*

Para el pozo X3, en el que se obtuvo una mayor producción promedio de agua, llegando a producir 234,61 Barriles por cada millón de pies cúbicos de gas en el caso número 3.

#### 6.3.3.1. *Sensibilidades para las presiones de yacimiento.*

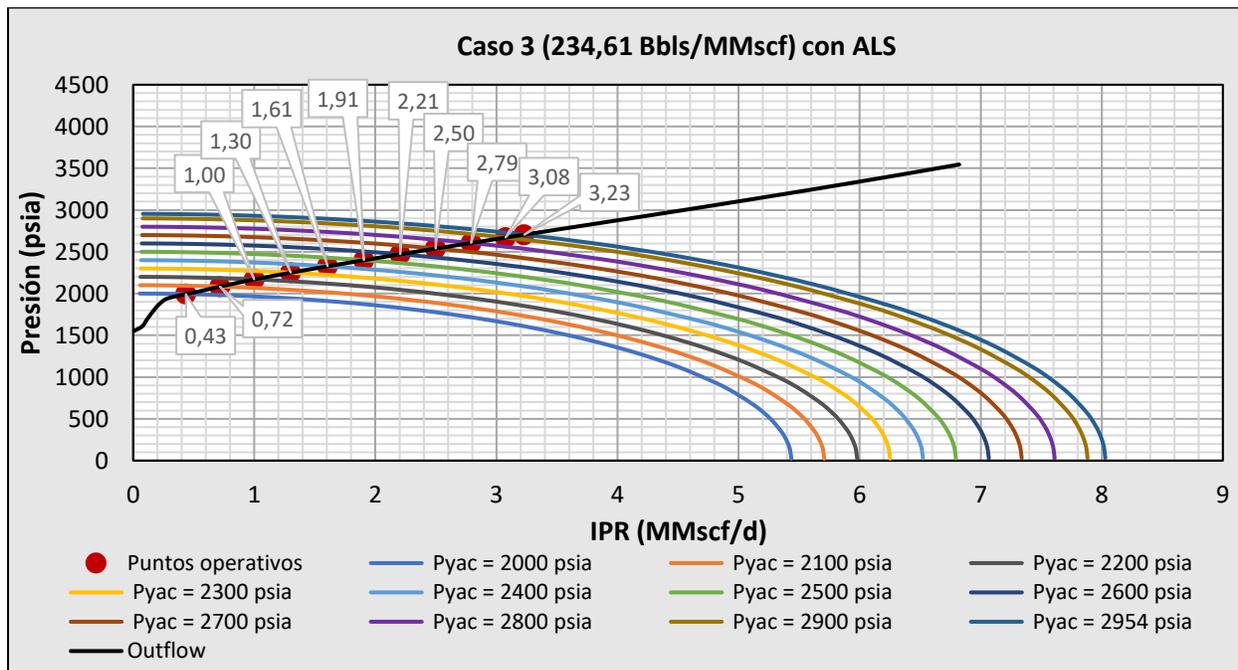
Se llevó a cabo una serie de sensibilidades en la presión de yacimiento disminuyéndola de manera progresiva hasta llegar a una presión donde el pozo ya no muestre flujo.

Figura 54. Reducción en la presión de yacimiento en el pozo sin el sistema de elevación por gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

Figura 55. Reducción en la presión de yacimiento en el pozo con el sistema de elevación por gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

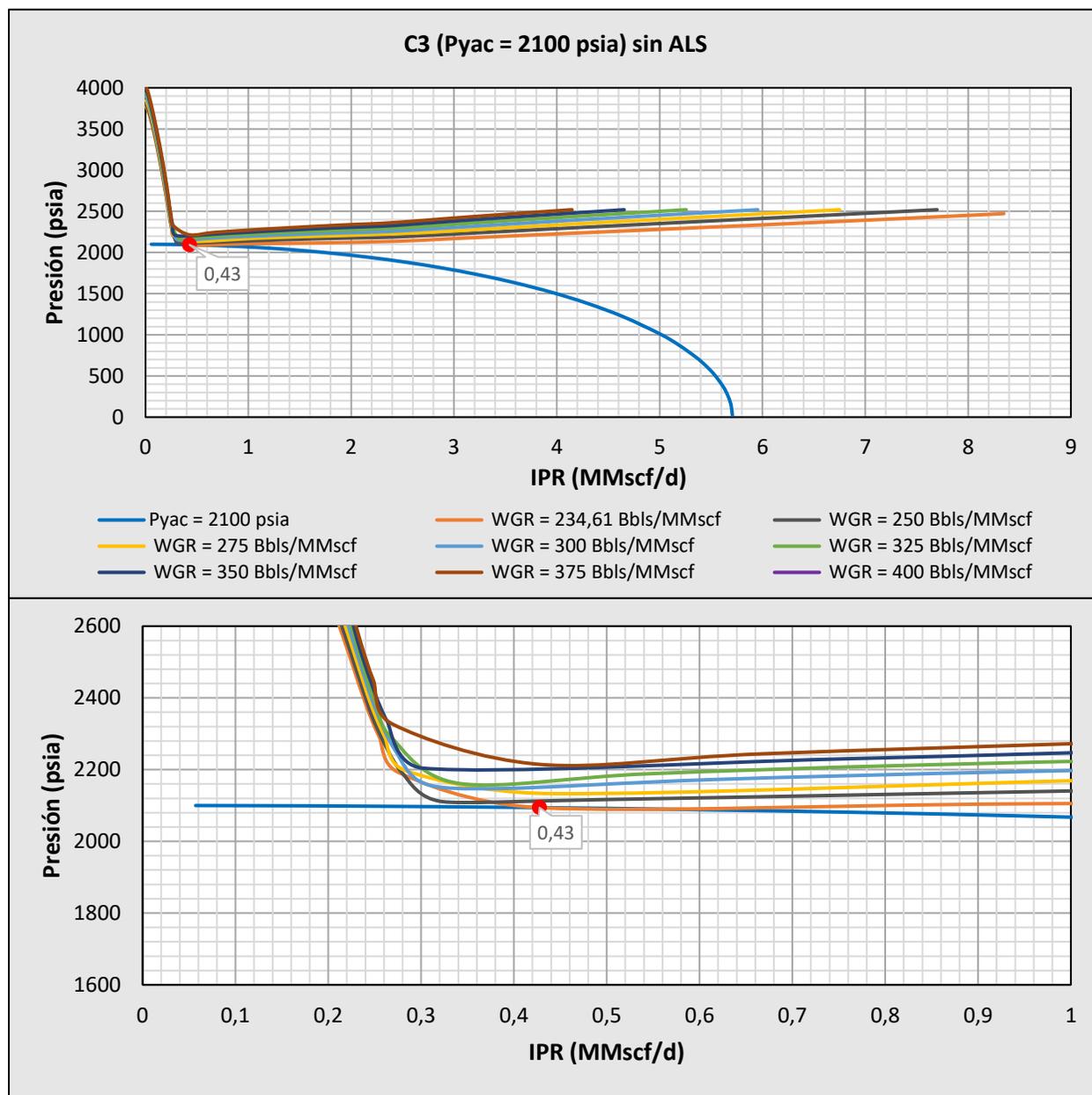
Al observar la figura 54, se puede notar cómo las sensibilidades planteadas para el pozo X3, sin el sistema de elevación por gas, muestran que cuando el yacimiento alcanza una presión de 2000 psia, el pozo deja de aportar gas al sistema. No obstante, a una presión de 2100 psia, el pozo genera un flujo de gas de 0,43 MMscf/d.

Mientras que al analizar la figura 55, donde se aplica el sistema de elevación por gas, se observa que la producción de gas a una presión de yacimiento de 2000 psia es de 0,43 MMscf/d y para una presión de yacimiento de 2100psia, pasó de 0,43 a 0,72 MMscf/d, generando así una ganancia en el aporte de gas por el pozo.

#### 6.3.3.2. Sensibilidades a una presión de yacimiento baja con incremento en la producción de agua.

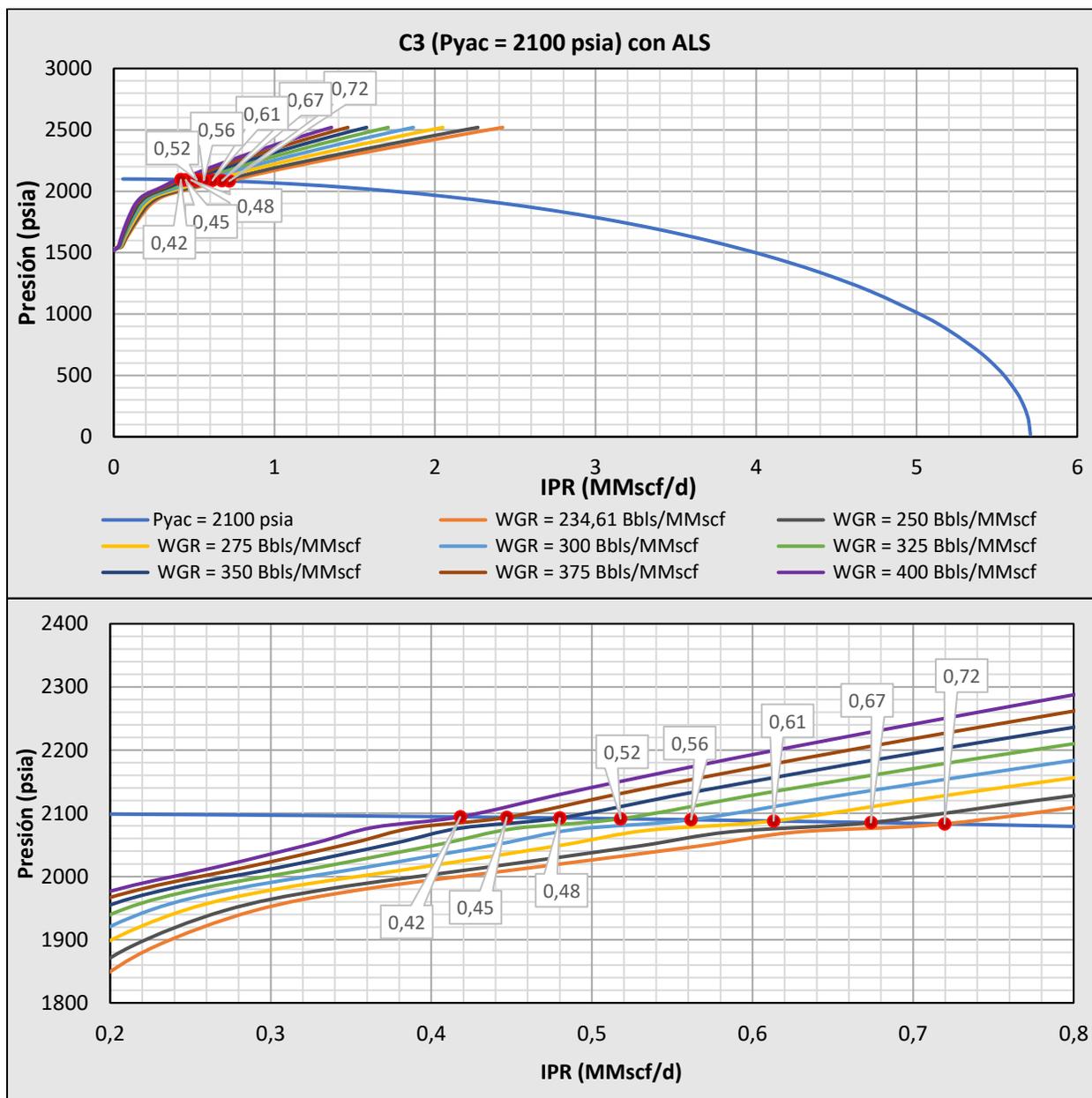
Se eligió el caso de la simulación previa en la figura 54, donde el pozo generaba un flujo mínimo de 0,43 MMscf/d a una presión de 2100 psia y se efectuó una sensibilidad en el flujo de agua, incrementando así su valor hasta el punto en el que el pozo dejó de aportar gas.

**Figura 56.** Incremento en la producción de agua a una presión de yacimiento estable sin el sistema de elevación de gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

Figura 57. Reducción en la presión de yacimiento en el pozo con el sistema de elevación por gas.



Nota. Gráfico creado a partir de información entregada por software.

Estudiando la figura 56, se puede observar cómo el aumento en la producción de agua interrumpe el flujo de gas generado por el pozo a una presión de 2100 psia. En el caso de la figura 57, donde se tiene el sistema de elevación por gas, el incremento en la producción de agua reduce el aporte de gas por parte del pozo, sin embargo, existe un flujo mínimo de gas en todos los casos.

## 7. ANÁLISIS FINANCIERO DEL SISTEMA DE ELEVACIÓN POR GAS EVALUADO EN LA SIMULACIÓN

El análisis financiero mostrado permite establecer los costos de implementación del sistema de elevación por gas con tubería flexible para los tres pozos presentados y así determinar si el sistema es económicamente viable para llevar a cabo una aplicación real del método propuesto. Para establecer si el proyecto es económicamente viable y rentable se emplearon dos indicadores financieros VPN (Valor Presente Neto) y TIR (Tasa Interna de Retorno). Estos indicadores permiten evaluar la viabilidad y rentabilidad en un periodo de tiempo estipulado para la duración del proyecto, así como el porcentaje de beneficio que se puede obtener a partir de la inversión. Además, se empleará el PR (plazo o periodo de recuperación), una herramienta financiera que facilita el conocimiento del tiempo que tomará a la empresa en recuperar el capital invertido en el proyecto (EconomíaFinanzas, 2022).

### 7.1. Costos de instalación del sistema de elevación por gas con tubería flexible.

Los costos para la implementación del sistema de elevación por gas constan de varios elementos: en primer lugar, se requiere una adecuación previa en superficie. Estos ajustes acondicionamientos implican una conexión desde un pozo con alta presión o una línea de alta presión para la inyección del gas al pozo, además de una modificación en el árbol de válvulas. Una vez realizados estos acondicionamientos podrá ingresar la unidad de tubería flexible, unidad que se encargará de realizar la instalación de la tubería flexible hasta el punto medio de los perforados.

## 7.1.1. Pozo X1

**Tabla 9.** Costes de implementación del sistema de elevación por gas pozoX1.

<b>Materiales o equipos</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo por unidad \$USD</b>	<b>Costo Total \$USD</b>
Días de renta de unidad de tubería flexible	5	\$ 12,000	\$ 60,000
Movilización de unidad de tubería flexible	1	\$ 16,000	\$ 16,000
Pies de tubería flexible permanente de 1"	7890	\$ 3,2	\$ 25,248
Tuberías y líneas de conexión de superficie	1	\$ 50,000	\$ 50,000
Acondicionamiento de árbol de producción (Colgador, carrete, empaques, sistema de suspensión de tubería flexible, válvula de control o choque)	1	\$ 55,000	\$ 55,000
<b>Total</b>			<b>\$ 206,248</b>

Nota. Elaboración propia.

El costo total asociado a la intervención sería de \$206,248 USD para el pozo X1. La recuperación de la inversión en los escenarios posibles que desarrolle el pozo se analizará de la siguiente manera.

Tomando la figura 47 y dentro de esta el mejor de los casos donde el agua no incrementa y la máxima recuperación de gas de acuerdo con el sistema de elevación, sería el caso donde el yacimiento se encuentra a una presión de 1800psia produciendo unos 0,39 MMscf/d.

Para un segundo caso considerando la figura 49, donde la presión del yacimiento se considera constante a unos 1850psia; mientras que la producción de agua se incrementa. De acuerdo con esto, se toma un caso relevante donde el agua incrementa considerablemente pasando de los 40,64 a los 100 Bbls/MMscf con una producción de 0,21 MMscf/d.

Tomando un valor promedio base de \$2.8 USD/MMBtu/d, se tendrá que el retorno de inversión para cada caso será.

#### 7.1.1.1. Caso 1.

**Tabla 10.** Análisis financiero caso 1 pozo X1.

Datos de gas		Resultados			
		<b>Meses</b>			
<b>Producción de Gas (Qg; MMscf/d)</b>	0,39	<b>Indicador</b>	6m	12m	24m
<b>Producción de Gas (Qg; MMBtu/d)</b>	406,25	<b>VPN</b>	-10.547	168.429	481.804
<b>Precio de venta de Gas (USD/MMBtu)</b>	2,8	<b>PR</b>	0,95	1,82	3,34
<b>Producción de Agua (Bbls/MMscf)</b>	40,64	<b>TIR</b>	0%	13%	16%
<b>Costo por tratamiento de agua (USD/Bbl)</b>	0,5	<b>Periodo de retorno</b>		<b>Meses</b>	6,0
<b>Inversión \$USD</b>	206.248			<b>Días</b>	182

Nota. Elaboración propia.

#### 7.1.1.2. Caso 2.

**Tabla 11.** Análisis financiero caso 2 pozo X1.

Datos de gas		Resultados			
		<b>Meses</b>			
<b>Producción de Gas (Qg; MMscf/d)</b>	0,21	<b>Indicador</b>	6m	12m	24m
<b>Producción de Gas (Qg; MMBtu/d)</b>	218,75	<b>VPN</b>	-101.058	-4.686	164.055
<b>Precio de venta de Gas (USD/MMBtu)</b>	2,8	<b>PR</b>	0,51	0,98	1,80
<b>Producción de Agua (Bbls/MMscf)</b>	100	<b>TIR</b>	-15%	1%	7%
<b>Costo por tratamiento de agua (USD/Bbl)</b>	0,5	<b>Periodo de retorno</b>		<b>Meses</b>	11,1
<b>Inversión \$USD</b>	206.248			<b>Días</b>	339

Nota. Elaboración propia.

## 7.1.2. Pozo X2

**Tabla 12.** Costes de implementación del sistema de elevación por gas pozo X2

Materiales o equipos	Cantidad	Costo por unidad \$US	Costo Total
Días de renta de unidad de tubería flexible	5	\$ 12,000	\$ 60,000
Movilización de unidad de tubería flexible	1	\$ 16,000	\$ 16,000
Pies de tubería flexible permanente de 1"	7864	\$ 3,2	\$ 25,164
Conexión a pozo con alta presión	1	\$ 50,000	\$ 50,000
Arreglos en superficie (Colgador, carrete, empaques, sistema de suspensión de tubería flexible, válvula de control o choque)	1	\$ 55,000	\$ 55,000
<b>Total</b>			<b>\$ 206,164</b>

Nota. Elaboración propia.

El costo total asociado a la intervención sería de 205,164 US para el pozo X2, por lo que la recuperación de la inversión para los escenarios posibles que desarrolle el pozo será de la siguiente manera.

Tomando la figura 51 y en esta, el mejor de los casos donde el agua no incrementa y la máxima recuperación de gas de acuerdo con el sistema de elevación sería, el caso donde el yacimiento se encuentra a una presión de 2600psia, produciendo unos 0,62 MMscf/d. Para un segundo caso, se considera la figura 53 donde la presión del yacimiento es de 2650psia; sin embargo, la producción de agua se incrementa. De acuerdo con ello, se toma un caso donde el agua aumente considerablemente pasando de 157,86 a 225 Bbls/MMscf con una producción de 0,55 MMscf/d.

Al considerar un valor promedio base de \$2.8 USD/MMBtu/d, se calculará el retorno de inversión para cada caso, de la siguiente manera.

**Tabla 13.** Análisis financiero caso1 pozo X2.

Datos de gas		Resultados			
		<b>Meses</b>			
<b>Producción de Gas (Qg; MMscf/d)</b>	0,62	<b>Indicador</b>	6m	12m	24m
<b>Producción de Gas (Qg; MMBtu/d)</b>	645,83	<b>VPN</b>	98.570	377.339	865.444
<b>Precio de venta de Gas (USD/MMBtu)</b>	2,8	<b>PR</b>	1,48	2,84	5,22
<b>Producción de Agua (Bbls/MMscf)</b>	157,86	<b>TIR</b>	15%	24%	26%
<b>Costo por tratamiento de agua (USD/Bbl)</b>	0,5	<b>Periodo de retorno</b>		<b>Meses</b>	3,8
<b>Inversión \$USD</b>	205.164			<b>Días</b>	116

Nota. Elaboración propia.

**Tabla 14.** Análisis financiero caso 2 pozo X2

Datos de gas		Resultados			
		<b>Meses</b>			
<b>Producción de Gas (Qg; MMscf/d)</b>	0,55	<b>Indicador</b>	6m	12m	24m
<b>Producción de Gas (Qg; MMBtu/d)</b>	572,92	<b>VPN</b>	60.956	305.326	733.200
<b>Precio de venta de Gas (USD/MMBtu)</b>	2,8	<b>PR</b>	1,30	2,49	4,57
<b>Producción de Agua (Bbls/MMscf)</b>	225	<b>TIR</b>	10%	20%	23%
<b>Costo por tratamiento de agua (USD/Bbl)</b>	0,5	<b>Periodo de retorno</b>		<b>Meses</b>	4,4
<b>Inversión \$USD</b>	205.164			<b>Días</b>	133

Nota. Elaboración propia.

## 7.1.3. Pozo X3

**Tabla 15.** Costes de implementación del sistema de elevación por gas pozo X3.

<b>Materiales o equipos</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo por unidad \$USD</b>	<b>Costo Total \$USD</b>
Días de renta de unidad de tubería flexible	5	\$ 12,000	\$ 60,000
Movilización de unidad de tubería flexible	1	\$ 16,000	\$ 16,000
Pies de tubería flexible permanente de 1"	8875	\$ 3,2	\$ 28,400
Conexión a pozo con alta presión	1	\$ 50,000	\$ 50,000
Arreglos en superficie (Colgador, carrete, empaques, sistema de suspensión de tubería flexible, válvula de control o choque)	1	\$ 55,000	\$ 55,000
<b>Total</b>			<b>\$ 209,400</b>

Nota. Elaboración propia.

El costo de la intervención sería de \$209,400 USD, por lo que la recuperación de la inversión en los escenarios posibles que desarrolle el pozo será de la siguiente manera.

Analizando la figura 55, donde se tiene el mejor de los casos, debido a que la producción de agua se mantendría constante en el tiempo y el máximo valor de gas recuperado, de acuerdo con el sistema de elevación, estaría cuando el yacimiento se encuentra a una presión de 2000psia produciendo unos 0,43 MMscf/d.

Para el segundo caso, al analizar la figura 57 donde la presión de yacimiento es de 2100psia; sin embargo, la producción de agua se incrementa. De acuerdo con esto, se tomará el escenario donde el agua incrementa pasando de 234,61 Bbls/MMscf a 400 Bbls/MMscf con una producción de 0,42 MMscf/d.

Tomando un valor promedio base de \$2,8 USD/MMBtu/d, se tendrá que el retorno de inversión para cada caso será el siguiente.

**Tabla 16. Análisis financiero caso1 pozoX3**

Datos de gas		Resultados			
Producción de Gas (Qg; MMscf/d)	0,43	Meses	6m	12m	24m
		Indicador			
Producción de Gas (Qg; MMBtu/d)	447,92	VPN	2.299	193.024	527.858
Precio de venta de Gas (USD/MMBtu)	2,8	PR	1,01	1,92	3,52
Producción de Agua (Bbls/MMscf)	234,61	TIR	1%	14%	17%
Costo por tratamiento de agua (USD/Bbl)	0,5	Periodo de retorno	Meses	5,7	
Inversión \$USD	209.400		Días	174	

Nota. Elaboración propia.

**Tabla 17. Análisis financiero caso 2 pozo X3.**

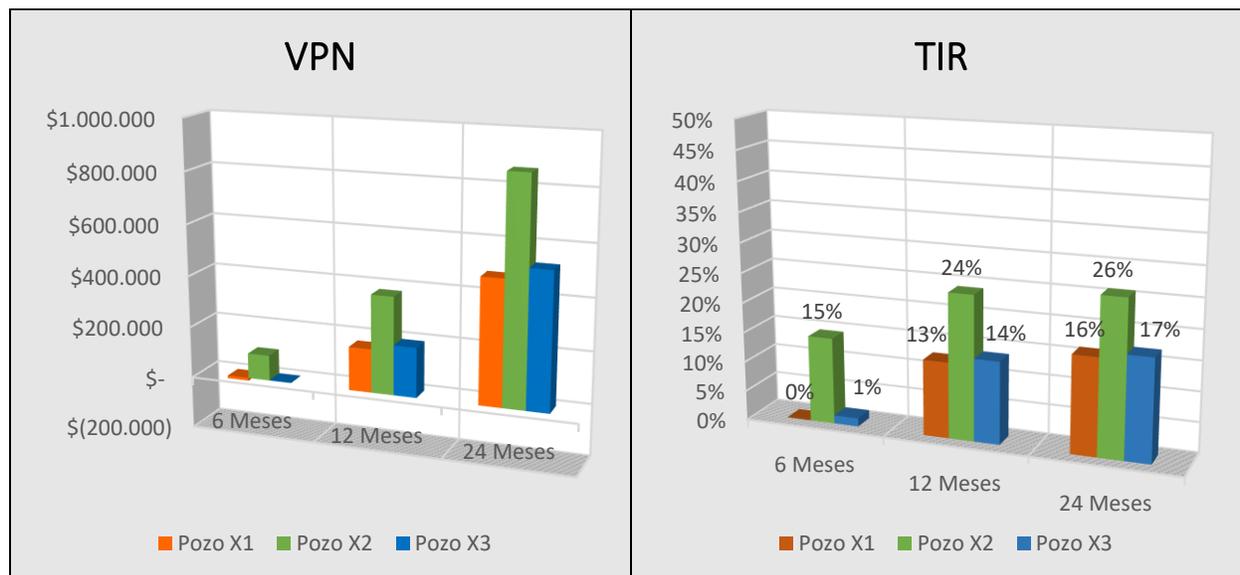
Datos de gas		Resultados			
Producción de Gas (Qg; MMscf/d)	0,42	Meses	6m	12m	24m
		Indicador			
Producción de Gas (Qg; MMBtu/d)	437,50	VPN	-8.568	172.219	488.763
Precio de venta de Gas (USD/MMBtu)	2,8	PR	0,96	1,82	3,33
Producción de Agua (Bbls/MMscf)	400	TIR	0%	13%	16%
Costo por tratamiento de agua (USD/Bbl)	0,5	Periodo de retorno	Meses	6,0	
Inversión \$USD	209.400		Días	182	

Nota. Elaboración propia.

## 7.2. Análisis comparativo para los 3 pozos

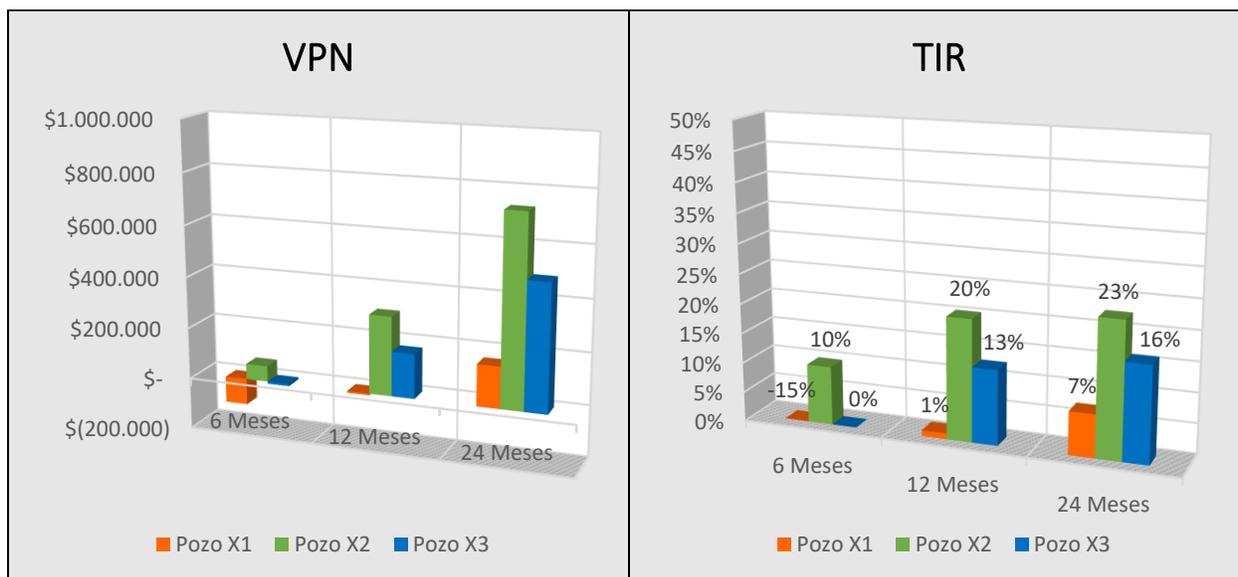
Se realiza un análisis grafico comparativo donde que permite una visualización sencilla de cuáles pozos desempeñan un mejor rendimiento en los indicadores financieros, lo que facilita la determinación de que pozos tienen una mayor posibilidad de ser seleccionados para un plan piloto.

**Figura 58.** Caso 1 para 6, 12 y 24 meses en los tres pozos.



Nota. Elaboración propia.

**Figura 59.** Caso 2 para 6, 12 y 24 meses en los tres pozos.



Nota. Elaboración propia.

Analizando la figura 58, se puede establecer que, para el caso 1 donde los pozos mantienen su producción de agua de manera estable a pesar de la declinación en la presión de yacimiento según las simulaciones, el pozo 2 presenta un mejor desempeño financiero en el tiempo, seguido por el pozo 3 y el pozo 1 respectivamente, que muestran un desempeño similar. Sin embargo, en el caso 2 como se muestra en la figura 59, teniendo en cuenta que la producción de agua se incrementa considerablemente en cada pozo de acuerdo con los análisis previos, se aprecia una reducción sustancial en el desempeño financiero de los tres pozos, siendo la mayor reducción en el pozo 1.

## 8. CONCLUSIONES

En conclusión, el estudio destaca la importancia de abordar el desafío de la acumulación de líquidos en los pozos de gas para garantizar una recuperación óptima de las reservas de gas. Se han analizado diversas variantes del sistema de levantamiento artificial por gas y se ha identificado una de ellas como la más relevante y favorable para la aplicación en el estudio.

En particular, la elevación por gas con tubería flexibles ha emergido como una opción altamente versátil y adecuada para pozos desviados. Además, se ha evidenciado que este sistema presenta ventajas económicas significativas en comparación con otras alternativas, respaldando así su elección como la adecuada, de acuerdo con la información consultada en la literatura.

Durante la investigación, se determinó que, en las condiciones técnicas adecuadas para la implementación del método de elevación por gas con tubería flexible, no era necesario un reacondicionamiento del pozo, a diferencia de las demás variantes. Sin embargo, si se requería un acondicionamiento en superficie, que permita un control de flujo eficiente tanto en la inyección como de producción de gas.

Después de una exhaustiva evaluación del sistema de elevación por gas con tubería flexible propuesto, se concluyó que este funciona de manera efectiva reduciendo la columna hidrostática generada por el fluido acumulado, lo que resulta en una mejora sustancial en la producción de gas en pozos afectados por problemas de acumulación de líquido en fondo. A través de varios análisis de sensibilidad, se identificó las condiciones óptimas para la aplicación exitosa del sistema de elevación por tubería flexible, lo que permite maximizar la recuperación de reservas de gas no extraídas.

Al realizar las simulaciones para los tres pozos, se encontró que el sistema de elevación por gas con tubería flexible genera una ganancia en la producción de gas siempre y cuando la presión del yacimiento se haya reducido considerablemente y el pozo genere una producción de gas mínima o nula. Sin embargo, si el sistema se implementa y se pone en funcionamiento en presiones de yacimiento elevadas donde la producción de gas por parte del pozo aún es alta, la tubería flexible generará una restricción en el flujo de gas aportado por el yacimiento, por lo que no es conveniente iniciar su funcionamiento en tal escenario.

Al evaluar los resultados para el pozo X1, se encontró que al llegar a una presión de yacimiento de 1800psia, este dejaría de fluir por problemas con la carga de líquidos. Sin embargo, al implementar el sistema de elevación por TF en este punto, se podría recuperar una producción de gas de 0,39 MMscf/d con una producción de 40,64 Bbls/MMscf, siendo este el caso 1. Esto supondría una recuperación de la inversión en 6 meses, de igual manera para el caso 2, en el que el pozo incrementa la producción de agua a 100 Bbls/MMscf a una presión de yacimiento de 1850 psia y la producción de gas se reduce a 0,21 MMscf/d, llevándole 11 meses aproximadamente la recuperación de la inversión.

Para el pozo X2 los resultados fueron más favorables. Se encontró que al llegar a una presión de yacimiento de 2600psia, este dejaría de fluir por problemas con la carga de líquidos, sin embargo, al implementar el sistema de elevación por TF en este punto se podría recuperar una producción de gas de 0,62 MMscf/d con una producción de 157,86 Bbls/MMscf siendo este el caso 1. Lo cual supondría una recuperación de la inversión en 3,8 meses, de igual forma para el caso 2, en donde el pozo incrementa la producción de agua a 225 Bbls/MMscf a una presión de yacimiento de 2650psia, y la producción de gas se reduce a 0,55 MMscf/d, llevándole 4,4 meses aproximadamente la recuperación de la inversión.

Para el pozo X3, los resultados no fueron tan buenos como los del pozo X2, pero si fueron superiores a los del pozo X1. Se encontró que al llegar a una presión de yacimiento de 2000psia, el pozo dejaría de fluir debido a problemas con la carga de líquidos. Sin embargo, al implementar el sistema de elevación por TF en este punto, se podría recuperar una producción de gas de 0,43 MMscf/d con una producción de 234,61 Bbls/MMscf siendo este el caso 1. Esto supondría una recuperación de la inversión en 5,7 meses, de igual manera para el caso 2, en donde el pozo incrementa la producción de agua a 400 Bbls/MMscf a una presión de yacimiento de 2100psia y la producción de gas se reduce a 0,42 MMscf/d, llevándole 6 meses aproximadamente la recuperación de la inversión.

El análisis financiero muestra que los tres pozos son viables y rentables económicamente en un plazo de 12 meses, siempre y cuando las reservas a extraer tengan esta duración. En este sentido, los pozos con una mayor posibilidad de implementación del proyecto son los pozos X2 y X3, ya que su rentabilidad es buena incluso si la producción de agua llegara a incrementar sustancialmente.

## 9. RECOMENDACIONES

- Debido a que PIPESIM es un software que modela en flujo estacionario se recomienda realizar una simulación con un software de flujo dinámico como OLGA, ya que este proporciona una representación más precisa y detallada del comportamiento tanto de la acumulación de líquidos a lo largo del tiempo, como de la inyección de gas en condiciones de acumulación de líquido.
- Implementar el sistema de elevación por gas con tubería flexible en los pozos X2 y X3.
- Emplear un software que permita una modelación más precisa del sistema de elevación con tubería flexible, de modo que las simulaciones sean más detalladas y que se asemejen más al sistema implementado.
- Modelar el sistema añadiendo agentes espumantes o surfactantes para reducir aún más la columna hidrostática generada por el agua, lo que puede ser beneficioso en situaciones donde la producción de agua es significativa.

## Bibliografía

- Al Qahtani, A., Al-Aklubi, S., BenAmara, A., & Faux, S. (2021). Gas lift design optimization using intelligent gas lift valves a KJO case study. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2021-Septe*, 21–23. <https://doi.org/10.2118/206262-MS>
- Almeyda, O., Castañeda, C., Higuera, J., Torres, M., & Portela, F. (2018). Back to life by a coiled tubing gas lift pilot project in colombian foothill wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE/ICoTA Coiled Tubing and Well Intervention Conference and Exhibition 2018*. <https://doi.org/10.2118/189950-ms>
- Boswell, J. T., & Hacksma, J. D. (1997). Controlling liquid load-up with “continuous gas circulation.” *Proceedings - SPE Production Operations Symposium*, 50(07), 325–332. <https://doi.org/10.2118/37426-MS>
- EconomíaFinanzas. (2022). VAN y TIR, ¿qué son? ¿para qué sirven? ¿cómo se usan? | *Economía Finanzas*. EconomíaFinanzas. <https://www.economiafinanzas.com/que-son-van-tir/>
- Gürsan, C., & de Gooyert, V. (2021). The systemic impact of a transition fuel: Does natural gas help or hinder the energy transition? *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138, 1–4. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110552>
- IAPG. (2015). Alivio de carga líquida en pozos productores de gas por medio de la aplicación de espumantes en fondo de pozo. In *SPE - Bolland*. <http://www.iapg.org.ar/seccionalcomahue/maduros/3.pdf>
- Joseph, A., Sand, C. M., & Ajenka, J. A. (2013). Classification and management of liquid loading in gas wells. *Society of Petroleum Engineers - 37th Nigeria Annual Int. Conf. and Exhibition, NAICE 2013 - To Grow Africa's Oil and Gas Production: Required Policy, Funding, Technol., Techniques and Capabilities*, 2, 1205–1229. <https://doi.org/10.2118/167603-ms>
- Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, M. R. (2008a). CRITICAL VELOCITY. In *Gas Well Deliquification* (Second Edi, pp. 31–45). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-815897-5.00003-2>
- Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, M. R. (2008b). GAS FUNDAMENTALS. In *Gas Well Deliquification* (Second Edi, pp. 555–570). <https://doi.org/10.1016/b978-075068280-0.50019-6>
- Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, M. R. (2008c). GAS LIFT. In *Gas Well Deliquification* (Second Edi, pp. 331–359). <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-8280-0.50012-3>
- Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, M. R. (2008d). RECOGNIZING SYMPTOMS OF LIQUID LOADING IN GAS WELLS. In *Gas Well Deliquification* (Second Edi, pp. 13–30). <https://doi.org/10.1016/b978-075068280-0.50003-2>
- Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, M. R. (2008e). SYSTEMS NODAL ANALYSIS. In *Gas Well Deliquification* (Second Edi, pp. 47–50). <https://doi.org/10.1016/B978-0-7506-8280-0.50005-6>
- Lea, J. F., Nickens, H. V., & Wells, M. R. (2008f). INTRODUCTION. In *Gas Well Deliquification* (Second Edi, pp. 1–11). Gulf Professional Publishing. <https://doi.org/10.1016/b978-075068280-0.50002-0>
- Moreno Bravo, I. K. (2014). *Manejo de la Fase Líquida en Pozos de Gas* [UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MÉXICO]. <https://repositorio.unam.mx/contenidos/273019%0A%0A>
- Nardone, P. J. (2009). Engineered Controls. In *Well Testing Project Management* (pp. 137–175). Elsevier.

<https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-600-2.00005-4>

Osorio, J. L. (2017). *ESTUDIO DE MODELOS DE VELOCIDAD CRÍTICA PARA EL ASEGURAMIENTO DE FLUJO EN POZOS DE GAS CON CARGA DE LIQUIDO* [INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL]. <https://tesis.ipn.mx/handle/123456789/21674>

Polasek, D., & Frost, C. (2012). Extending the range of gas lift to long perforations. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 5. <https://doi.org/10.2118/160003-ms>

Rawlins, E. I., & Schellhardt, M. A. (1935). USBM-Backpressure-Data-on-Gas-Wells.pdf. In *USBM* (pp. 1–25).

SPE. (2015). *Nodal analysis - PetroWiki*. SPE International. [https://petrowiki.spe.org/Nodal\\_analysis](https://petrowiki.spe.org/Nodal_analysis)

Turner R.G., Hubbard M.G., & Dukler A.E. (1969). Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. *J Petroleum Technology*, 21(11), 1475–1482. <https://doi.org/10.2118/2198-pa>